

VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

ПРАКТИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ ПО ВЫБОРУ И РАЗРАБОТКЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ПРОЕКТОВ

Под общей редакцией д.т.н. О.Л.Данилова, П.А.Костюченко

УДК 621.31(083.132)

ББК 31.280.7-2я81+31.29-2я81

П69

ПРАКТИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ ПО ВЫБОРУ И РАЗРАБОТКЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ПРОЕКТОВ. /В семи разделах.
Под общей редакцией д.т.н. О.Л.Данилова, П.А.Костюченко, 2006. 668 с.

ISBN 5-86472-163-8

Книга является справочно-методическим пособием по энергосбережению и предназначена для оказания практической помощи работникам эксплуатационно-технических служб предприятий в разработке и реализации ресурсосберегающих мероприятий и обоснования их экономической эффективности.

В семи разделах книги и в приложениях на CD-ROM систематизирована информация по всем аспектам энергосбережения, в них изложены практические методы и технические решения энергосбережения.

Авторский коллектив: ЗАО «Технопромстрой»: Костюченко П.А., Костюченко О.А., Мещерский В.С., к.т.н. Ширшова В.В., к.э.н. Бевзелюк А.А.

МЭИ: к.т.н. Бобряков А.В. д.т.н. Данилов О.Л., к.т.н. Гаряев А.Б., к.т.н. Ефимов А.Л., к.т.н. Калинин Н.В., к.т.н. Жучков А.В., к.т.н. Макаров В.С., Найдорф Л.Ш., к.т.н. Яковлев И.В.

НИИСФ: к.т.н. Матросов Ю.А., Матросов П.Ю.

Научная библиотека ТОГУ



0557949

1кх

Книга и приложения на CD-ROM являются собственностью ЗАО «Технопромстрой», осуществившем финансирование их разработки и не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована или распространена без разрешения ЗАО «Технопромстрой».

© ЗАО «Технопромстрой», 2006

© Оформление и верстка дизайн-бюро, 2006
«studio pi» www.studio-pi.ru

ОГЛАВЛЕНИЕ

Уважаемые читатели!	11
Уважаемые пользователи справочника!	12
ПРЕДИСЛОВИЕ	13

РАЗДЕЛ 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

ВВЕДЕНИЕ	19
1. НОРМАТИВНАЯ БАЗА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ	20
1.1. ВИДЫ ДОКУМЕНТОВ	20
1.2. ЗАКОН «ОБ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИИ»	23
1.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ СТРАНЫ ДО 2010 Г. И НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2020 Г.	27
1.4. ФРАГМЕНТЫ ГРАЖДАНСКОГО КОДЕКСА	31
1.5. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЭР С ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ	32
1.6. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ	38
2. ЭНЕРГОАУДИТ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПАСПОРТИЗАЦИЯ	44
2.1. ВИДЫ ЭНЕРГОАУДИТА, ЕГО ВОЗМОЖНОСТИ И ОЦЕНКА ЕГО НЕОБХОДИМОСТИ	44
2.1.1. Виды обследований потребителей энергоресурсов	44
2.1.2. Возможности и оценка необходимости энергоаудита	46
2.2. КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ ЭНЕРГОАУДИТА	47
2.2.1. Экспресс-обследование	47
2.2.2. Углубленный энергоаудит	48
2.2.3. Методология энергоаудита промышленного предприятия	49
2.3. ЭНЕРГОАУДИТОРСКИЕ ФИРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ К НИМ	52
2.4. ВОЗМОЖНЫЕ ОПРОСНЫЕ ЛИСТЫ	55
2.5. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРЕДПРИЯТИЯ	57
2.6. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ЗДАНИЯ	58
2.7. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ КОТЕЛЬНОЙ	66
3. ЭНЕРГОБАЛАНСЫ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЭР И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ	73
3.1. ВИДЫ ЭНЕРГОБАЛАНСОВ	73
3.2. ЭНЕРГОБАЛАНС ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ	75
3.3. ЭНЕРГОБАЛАНС ЗДАНИЙ	79
3.4. ЭНЕРГОБАЛАНС ХРАНИЛИЩ	81
4. ПРИБОРНЫЙ УЧЕТ	83
4.1. ПРИБОРНЫЙ УЧЕТ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	83
4.1.1. Общие сведения о приборах учета тепловой энергии и теплоносителя	83
4.1.2. Датчики расхода теплоносителя	85
4.1.3. Учет тепловой энергии у источника теплоты	88
4.1.4. Учет тепловой энергии у потребителя теплоты	89
4.1.5. Метрологическое обеспечение узлов и систем учета тепловой энергии	92
4.1.6. Как выбрать теплосчетчик?	93
4.2. ПРИБОРНЫЙ УЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	95
5. ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ	96
5.1. ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ ФЕДЕРАЛЬНОГО УРОВНЯ	96
5.2. ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ РЕГИОНАЛЬНОГО УРОВНЯ	97
6. ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИМЕРЫ	101
7. ПОЛЕЗНЫЕ СОВЕТЫ	103
Библиографический список к разделу 1	105

РАЗДЕЛ 2.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ

1. ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ	109
1.1. ЦЕЛЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ И ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ЕГО ПРОВЕДЕНИЯ	109
1.2. СБОР ИНФОРМАЦИИ	109
1.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРВООЧЕРЕДНЫХ ОБЪЕКТОВ И НАПРАВЛЕНИЙ ОБСЛЕДОВАНИЯ	109
1.4. ВИЗУАЛЬНЫЕ И ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ	110
1.5. ОБРАБОТКА И АНАЛИЗ СОБРАННОЙ И ПОЛУЧЕННОЙ ПРИ ВИЗУАЛЬНЫХ И ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ОБСЛЕДОВАНИЯХ ИНФОРМАЦИИ	112
1.6. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ И ПРОГРАММЫ ПО СБЕРЕЖЕНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ. ОФОРМЛЕНИЕ ОТЧЕТА И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПАСПОРТА	112
2. СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ИЛИ ЖКХ	114
2.1. КАТЕГОРИИ НАДЕЖНОСТИ СНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ	114
2.2. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О СХЕМАХ И ЭЛЕМЕНТАХ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	114
2.3. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ И НАДЕЖНОСТЬ РАБОТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ	118
2.4. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, ПРИМЕНЯЕМОГО В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	121
2.4.1. Кабели, воздушные линии электропередачи, шинопроводы	121
2.4.2. Силовые трансформаторы	124
2.4.3. Автономные источники электропитания	127
2.4.4. Устройства для улучшения качества электрической энергии	128
2.5. УЧЕТ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ. ПРИБОРЫ УЧЕТА. АСКУЭ	132
3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ	136
3.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗКАХ И О ГРАФИКАХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК	136
3.2. ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ	137
3.2.1. Асинхронные электродвигатели	138
3.2.2. Синхронные электродвигатели	140
3.2.3. Электродвигатели постоянного тока	140
3.3. ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	140
3.3.1. Электрические печи сопротивления	140
3.3.2. Дуговые электропечи	143
3.3.3. Индукционные печи	148
3.3.4. Электроотопление	149
3.4. ЭЛЕКТРОСВАРКА	150
3.4.1. Дуговая электросварка	150
3.4.2. Контактная сварка	151
3.4.3. Мероприятия по энергосбережению при электросварке	151
3.5. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЦЕЛИ	152
4. ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ НАСОСОВ	155
5. ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ПРОМЫШЛЕННЫХ СИСТЕМАХ ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЯ (СВС)	161
5.1. СТРУКТУРА СИСТЕМЫ ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЯ. НАЗНАЧЕНИЕ И ФУНКЦИИ, ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СИСТЕМЫ	161
5.1.1. Понятие о системе, определения	161
5.1.2. Структура системы	161
5.1.3. Назначение и функции СВС и ее элементов	161
5.2. ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ СЖАТОГО ВОЗДУХА И КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СВС	163
5.2.1. Потребители сжатого воздуха	163
5.2.2. Основные характеристики и показатели промышленных компрессоров	164
5.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК НА КОМПРЕССОРНУЮ СТАНЦИЮ	166
5.4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ	168
5.4.1. Основные технико-экономические показатели	168
5.4.2. Методика нормирования расхода электроэнергии на выработку сжатого воздуха	169
5.4.3. Себестоимость сжатого воздуха	175
5.5. АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СИСТЕМЫ ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЯ. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОАУДИТ СВС	176
6. ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ СИСТЕМ ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА	185
7. ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ СИСТЕМ ОСВЕЩЕНИЯ	187
7.1. ИСТОЧНИКИ ЭЛЕКТРООСВЕЩЕНИЯ	187
7.1.1. Лампы накаливания	187

7.1.2. Люминесцентные лампы	187
7.1.3. Лампы высокого давления	188
7.1.4. Светодиоды	189
7.2. ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ	189
7.2.1. Замена имеющихся светильников более эффективными	189
7.2.2. Замена ПРА	189
7.2.3. Применение комбинированного освещения	190
7.2.4. Автоматическое управление освещением	190
7.2.5. Использование КЛЛ для внутреннего освещения	191
7.2.6. Применение схем включения и отключения освещения для лестничных клеток жилых домов	191
7.2.7. Использование систем управления освещением	192
7.3. РАСЧЕТ НОРМАТИВНОГО ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ОСВЕЩЕНИЕ	193
7.4. НЕРАЦИОНАЛЬНЫЕ РАСХОДЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ОСВЕЩЕНИЕ	193
7.5. ЗАВЫШЕННАЯ УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ	194
7.6. ОСНОВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВЕЩЕНИЯ	195
Библиографический список к разделу 2	195

РАЗДЕЛ 3.

ТЕПЛОВЫЕ ИСТОЧНИКИ И СЕТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛА, ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	199
1.1. ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	199
1.2. АВТОНОМНЫЕ ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	202
1.3. ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ	205
1.4. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ	208
1.5. СХЕМЫ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛА К ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ	211
2. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	213
2.1. ПРИМЕНЕНИЕ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ И ПРОТИВОКОРРОЗИОННЫХ ПОКРЫТИЙ	213
2.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБОПРОВОДОВ	214
2.3. ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ И ВНУТРИКВАРТАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	216
2.4. СПОСОБЫ ОЧИСТКИ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ И ОБОРУДОВАНИИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	217
2.5. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	219
3. НОРМИРОВАНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	221
3.1. УДЕЛЬНЫЕ НОРМЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТОПЛИВА В ИСТОЧНИКАХ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	221
3.2. РАСХОД ТЕПЛА НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ В КОТЕЛЬНЫХ	223
3.3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НОРМЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛА	226
3.4. ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ В СЕТЯХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	229
4. ОСОБЕННОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	231
4.1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ КОТЕЛЬНОЙ	231
4.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ КОТЕЛЬНОЙ	237
4.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	238
5. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ИСТОЧНИКАХ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	239
6. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ТРАНСПОРТЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	250
7. ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИМЕРЫ	255
Библиографический список к разделу 3	261

РАЗДЕЛ 4.

ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА

1. СИСТЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МИКРОКЛИМАТА В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ, АДМИНИСТРАТИВНО-БЫТОВЫХ, ОБЩЕСТВЕННЫХ И ЖИЛЫХ ЗДАНИЯХ	265
1.1. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ СИСТЕМ ОТОПЛЕНИЯ, ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА	265
1.1.1. Системы отопления	265
1.1.2. Системы вентиляции	270
1.1.3. Системы кондиционирования воздуха	275

1.2. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ ОТОПЛЕНИЯ, ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА	279
1.3. СИСТЕМЫ ВОЗДУШНОГО И ЛУЧИСТОГО ОТОПЛЕНИЯ	281
1.3.1. Воздушное отопление	281
1.3.2. Лучистое отопление	283
1.4. ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМ СОЗДАНИЯ МИКРОКЛИМАТА	283
1.4.1. Системы отопления	283
1.4.2. Системы вентиляции, кондиционирования и воздушного отопления	285
1.4.3. Лучистые системы отопления	287
2. ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ СИСТЕМАМИ ОТОПЛЕНИЯ, ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА	288
2.1. ТРЕБОВАНИЯ К МИКРОКЛИМАТУ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ, АДМИНИСТРАТИВНО-БЫТОВЫХ, ОБЩЕСТВЕННЫХ И ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ	288
2.1.1. Нормирование параметров внутреннего воздуха для систем отопления	290
2.1.2. Нормирование параметров внутреннего воздуха для систем вентиляции	290
2.1.3. Нормирование параметров внутреннего воздуха для систем кондиционирования воздуха	291
2.2. НОРМИРОВАНИЕ РАСХОДА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ОТОПЛЕНИЕ И ВЕНТИЛЯЦИЮ ЗДАНИЙ	291
2.2.1. Нормирование теплопотребления системами отопления	292
2.2.2. Нормирование теплопотребления системами вентиляции	294
2.2.3. Нормирование теплопотребления системами горячего водоснабжения	294
2.3. НОРМИРОВАНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ТЕПЛОПЕРЕДАЧЕ ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ ЗДАНИЙ	295
2.4. РАСЧЕТ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ СИСТЕМАМИ ОТОПЛЕНИЯ, ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА	297
2.4.1. Расчет теплопотребления системами отопления	297
2.4.2. Расчет теплопотребления системами вентиляции и кондиционирования воздуха	298
2.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАКТИЧЕСКОГО КОЛИЧЕСТВА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ, ПОТРЕБЛЕННЫХ АБОНЕНТАМИ	303
3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ	305
3.1. НОРМАТИВНАЯ БАЗА ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ ЗДАНИЙ, ТЕПЛОВИЗИОННОГО КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ТЕПЛОВОЙ ЗАЩИТЫ И ЗАПОЛНЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПАСПОРТА	305
3.2. ОСОБЕННОСТИ ТЕПЛОВИЗИОННЫХ ОБСЛЕДОВАНИЙ ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ	306
3.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМ ОТОПЛЕНИЯ, ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА	307
4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ В СИСТЕМАХ ОТОПЛЕНИЯ, ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА	310
4.1. КЛАССИФИКАЦИЯ МЕР ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ	310
4.2. ОБЪЕМНО-ПЛАНИРОВОЧНЫЕ И СТРОИТЕЛЬНО-КОНСТРУКТИВНЫЕ МЕРЫ	311
4.3. ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ И ИХ ЭЛЕМЕНТОВ	314
4.4. УТИЛИЗАЦИЯ ПРИРОДНОЙ И ОТХОДЯЩЕЙ ТЕПЛОТЫ	314
4.4.1. Принцип действия и теоретические основы энергосбережения при применении ТНУ	314
4.4.2. Утилизация теплоты вентиляционных выбросов	318
4.5. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ	319
4.6. ТИПОВЫЕ МЕРЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В СИСТЕМАХ ОТОПЛЕНИЯ И ОЦЕНКИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ЭФФЕКТОВ	320
4.7. ТИПОВЫЕ МЕРЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В СИСТЕМАХ ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА И ОЦЕНКИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ЭФФЕКТОВ	323
5. ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИМЕРЫ	327
5.1. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В СИСТЕМЕ ОТОПЛЕНИЯ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ЭКОНОМИЧНОГО ГРАФИКА ПОДАЧИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ	327
5.2. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В СИСТЕМЕ ОТОПЛЕНИЯ ПРИ УЛУЧШЕНИИ ТЕПЛОЗАЩИТНЫХ СВОЙСТВ ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ ЗДАНИЯ	329
5.3. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОТЫ ВЕНТИЛЯЦИОННЫХ ВЫБРОСОВ В РЕКУПЕРАТИВНОМ ТЕПЛООБМЕННИКЕ	330
5.4. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ СОВМЕСТНОМ ПРИМЕНЕНИИ ОБЩЕОБМЕННОЙ И МЕСТНОЙ ВЕНТИЛЯЦИИ [25]	331
5.5. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ВОЗДУШНЫХ ЗАВЕС	332
5.6. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ РЕЦИРКУЛЯЦИИ В ЦЕНТРАЛЬНЫХ СИСТЕМАХ КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА	334
5.7. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ЧАСТОТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПО ВОЗДУХУ ВЕНТИЛЯТОРОВ СИСТЕМ ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА	336
5.8. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ПОФАСАДНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ПОДАЧИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В СИСТЕМУ ОТОПЛЕНИЯ	338
5.9. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ТЕРМОРЕГУЛЯТОРОВ	341
Библиографический список к разделу 4	343

РАЗДЕЛ 5.

ВОДОСНАБЖЕНИЕ И КАНАЛИЗАЦИЯ

1. СИСТЕМЫ ВОДОСНАБЖЕНИЯ. КАНАЛИЗАЦИЯ	347
1.1. СИСТЕМЫ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ	347
1.2. ИСТОЧНИКИ ВОДОСНАБЖЕНИЯ	348
1.2.1. Требования к качеству и свойствам воды	348
1.3. ВОДОЗАБОРНЫЕ И ВОДОПОДЪЕМНЫЕ СООРУЖЕНИЯ, НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ И ОБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ	351
1.3.1. Водозаборные и водоподъемные сооружения поверхностных вод	351
1.3.2. Насосные станции	353
1.3.3. Насосы	360
1.3.4. Воздуходувки и вакуум-насосы	365
1.3.5. Привод к насосам	366
1.4. СИСТЕМЫ ВОДОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ И НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ. ВОДОВОДЫ, ВОДОПРОВОДНЫЕ СЕТИ И ВОДОСНАБЖЕНИЕ ЗДАНИЙ	367
1.4.1. Водоснабжение городов и населенных пунктов	367
1.4.2. Системы водоснабжения зданий	367
1.4.3. Трубы	370
1.4.4. Арматура	370
1.4.5. Приборы для измерения давления, разрежения и расхода воды	371
1.4.6. Требования к устройству водопровода в городах и населенных пунктах	371
1.5. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ	373
1.5.1. Гидравлический расчет	373
1.5.2. Совместная работа водоводов и насосных станций. Гидравлические характеристики водовода	374
1.5.3. Гидравлический удар в водоводах и его гашение	374
1.6. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ВОДЫ	376
1.6.1. Системы и оборудование подготовки воды питьевого качества	376
1.6.2. Обработка добавочной и оборотной воды систем технического водоснабжения	376
2. СИСТЕМЫ КАНАЛИЗАЦИИ	382
2.1. ВИДЫ И ПОКАЗАТЕЛИ СТЕПЕНИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ СТОЧНЫХ ВОД	382
2.2. КАНАЛИЗАЦИЯ НАСЕЛЕННЫХ МЕСТ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ	388
2.3. КЛАССИФИКАЦИЯ СИСТЕМ И СХЕМЫ КАНАЛИЗАЦИИ	390
2.4. УСЛОВИЯ ПРИЕМА СТОЧНЫХ ВОД В КАНАЛИЗАЦИЮ	393
2.5. РАЗБИВКА ТЕРРИТОРИИ НА БАССЕЙНЫ И ТРАССИРОВКА КАНАЛИЗАЦИОННОЙ СЕТИ	393
2.6. ГЛУБИНА ЗАЛОЖЕНИЯ КАНАЛИЗАЦИОННОЙ СЕТИ	396
2.7. ПРОДОЛЬНЫЙ ПРОФИЛЬ КАНАЛИЗАЦИОННОЙ СЕТИ	399
2.8. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАСЧЕТА КОЛЛЕКТОРА БЫТОВОЙ СЕТИ	401
2.9. КАНАЛИЗАЦИОННЫЕ ТРУБЫ	401
2.10. МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ УСТРОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ И КАНАЛОВ	402
2.11. КОЛОДЦЫ И КАМЕРЫ	403
2.12. ВЕНТИЛЯЦИЯ СЕТИ. ИНФИЛЬТРАЦИЯ И ЭКСФИЛЬТРАЦИЯ	406
2.13. ПЕРЕХОДЫ ПОД ЖЕЛЕЗНЫМИ ДОРОГАМИ И ПЕРЕСЕЧЕНИЯ С ПОДЗЕМНЫМИ СООРУЖЕНИЯМИ. ЭСТАКАДЫ	406
2.14. УСТРОЙСТВО КАНАЛИЗАЦИОННОЙ СЕТИ В ОСОБЫХ УСЛОВИЯХ	407
2.15. ДОЖДЕВАЯ КАНАЛИЗАЦИЯ	407
2.16. КАНАЛИЗАЦИОННЫЕ НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ	409
2.16.1. Схемы канализационных насосных станций и их основные элементы	409
2.17. ОСНОВЫ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА КАНАЛИЗАЦИОННОЙ СЕТИ	413
2.18. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ПО РАСЧЕТУ КАНАЛИЗАЦИОННЫХ СЕТЕЙ	415
2.19. СООРУЖЕНИЯ ДЛЯ ОЧИСТКИ И ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ СТОЧНЫХ ВОД	416
3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ, КАНАЛИЗАЦИИ И ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ	421
3.1. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОДОПРОВОДА	421
3.2. УСТРАНЕНИЕ НЕИСПРАВНОСТЕЙ ВОДОПРОВОДНЫХ СЕТЕЙ	422
3.3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ КАНАЛИЗАЦИИ	427
3.4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ И СИСТЕМ	431
4. НОРМИРОВАНИЕ И РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ И ПРЕДПРИЯТИЙ. ВОДНЫЕ БАЛАНСЫ	433
4.1. НОРМЫ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ	433
4.2. НОРМЫ И РЕЖИМ ВОДООТВЕДЕНИЯ, РАСЧЕТНЫЕ РАСХОДЫ	434
4.2.1. Нормы водоотведения и расчетное население	434

4.2.2.	Расчетные расходы бытовых сточных вод, коэффициенты неравномерности	434
4.2.3.	Расходы производственных сточных вод	439
4.2.4.	Определение расчетных расходов сточных вод	441
4.2.5.	Водный баланс производственных объектов и объектов ЖКХ.	
	Критерии рационального использования воды	445
5.	ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И КАНАЛИЗАЦИИ. МОНИТОРИНГ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ. ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ	448
5.1.	ОСОБЕННОСТИ ОБСЛЕДОВАНИЯ (ЭНЕРГОАУДИТА) СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И КАНАЛИЗАЦИИ	448
5.2.	ПРИБОРЫ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ	44
5.3.	МОНИТОРИНГ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ. ОСОБЕННОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И КАНАЛИЗАЦИИ	452
5.4.	ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ В СИСТЕМАХ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И КАНАЛИЗАЦИИ	452
5.4.1.	Беззатратные и малозатратные мероприятия	453
5.4.2.	Среднезатратные мероприятия	455
5.4.3.	Высокозатратные энергосберегающие мероприятия	462
5.5.	ПРИМЕНЕНИЕ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ПРИВОДА	465
5.5.1.	Основы регулирования расхода воды и напора	465
5.5.2.	Историческая справка	467
5.5.3.	Требования к электроприводу	469
5.5.4.	Режимы управления электродвигателем	469
5.5.5.	Специализированные системы управления	470
5.5.6.	Экономическая эффективность применения электропривода	472
	Библиографический список к разделу 5	473

РАЗДЕЛ 6. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ЗДАНИЯХ

1.	ТЕПЛОВАЯ ЗАЩИТА ЗДАНИЙ	477
1.1.	КОМПЛЕКС НОРМ И СТАНДАРТОВ ПО ТЕПЛОВОЙ ЗАЩИТЕ ЗДАНИЙ	477
1.1.1.	Развитие нормирования тепловой защиты зданий в России	477
1.1.2.	Основные принципы построения нового СНиП 23-02 «Тепловая защита зданий»	481
1.2.	НОВЫЕ СТАНДАРТЫ НА МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗДАНИЙ	483
1.2.1.	Методика определения приведенного сопротивления теплопередаче в соответствии с ГОСТ 31166	484
1.2.2.	Методика определения воздухопроницаемости совокупности ограждающих конструкций в соответствии с ГОСТ 31167	485
1.2.3.	Методика определения удельного расхода тепловой энергии на отопление в соответствии с ГОСТ 31168	486
1.3.	КОНТРОЛЬ ЗА СТРОИТЕЛЬНЫМ ПРОЦЕССОМ НА ГОСУДАРСТВЕННОМ УРОВНЕ	486
1.3.1.	Сертификация строительной продукции и услуг	487
1.4.	НОВЫЙ СВОД ПРАВИЛ «ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЗАЩИТЫ ЗДАНИЙ»	488
1.4.1.	Территориальные нормы по энергетической эффективности	489
1.4.2.	Соответствие новых СНиП европейским стандартам	492
1.4.3.	Пути дальнейшего повышения энергоэффективности зданий	494
2.	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СНиП 23-02-2003 «ТЕПЛОВАЯ ЗАЩИТА ЗДАНИЙ»	496
2.2.	ВЫБОР УРОВНЯ ТЕПЛОЗАЩИТЫ СЛЕДУЯ СНиП	498
2.3.	ПРОЦЕДУРА ВЫБОРА СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	500
2.4.	ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС ЗДАНИЯ И ВЛИЯНИЕ НА НЕГО ОТДЕЛЬНЫХ КОМПОНЕНТОВ	502
2.4.1.	Расчет теплового баланса здания	502
2.4.2.	Правила расчета площадей	505
2.5.	ВЫБОР КОНСТРУКТИВНЫХ, ОБЪЕМНО-ПЛАНИРОВОЧНЫХ И АРХИТЕКТУРНЫХ РЕШЕНИЙ И ИХ РАСЧЕТ	505
2.5.1.	Общая часть	505
2.5.2.	Стены	506
2.5.3.	Покрытия, чердаки, мансарды	508
2.5.4.	Окна и фонари	509
2.6.	ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ	510
2.6.1.	Несветопрозрачные ограждающие конструкции	510
2.6.2.	Ограждающие конструкции теплых чердаков	512
2.6.3.	Ограждающие конструкции техподполий	513
2.6.4.	Светопрозрачные ограждающие конструкции	514
2.6.5.	Ограждающие конструкции остекленных лоджий и балконов	515
2.6.6.	Полезные советы	516
3.	КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ В ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЯХ ЗДАНИЙ	517
3.1.	УТЕПЛЕНИЕ ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ	517
3.2.	ТЕПЛОЗАЩИТА СТЕН И ПОДВАЛОВ	518

3.3. УТЕПЛЕНИЕ СТЕН ПОДВАЛОВ И ФУНДАМЕНТОВ	518
3.4. КОНСТРУКТИВНЫЕ СИСТЕМЫ СТЕН	519
3.5. МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ СТЕН	519
3.6. СИСТЕМЫ УТЕПЛЕНИЯ НАРУЖНЫХ СТЕН	521
3.6.1. Навесные вентилируемые фасады	521
3.6.2. Многослойные теплоизоляционные системы	524
3.6.3. Многослойные теплоизоляционные штукатурные системы	524
3.6.4. Теплоизоляционные материалы для стен	527
3.7. СПОСОБЫ УТЕПЛЕНИЯ ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ	528
3.7.1. Утепление с применением вспененного утеплителя	528
3.7.2. Наружная тепловая изоляция стен	530
3.7.3. Утепление стен с устройством штукатурного покрытия	535
3.7.4. Утепление стен снаружи напылением пенополиуретана (ППУ)	544
3.7.5. Стыковые соединения	545
3.7.6. Герметизация стыков	546
3.7.7. Утепление и ремонт стыков открытого типа	547
3.8. ОКНА	549
3.8.1. Современные окна	549
3.8.2. Требования к современным окнам	549
3.8.3. Сравнительный анализ типов окон	550
3.8.4. Стекло и стеклопакеты	551
3.8.5. Фурнитура	552
3.8.6. Реконструкция старых окон	552
3.9. КРОВЛЯ	553
3.9.1. Типы крыш и элементы кровель	553
3.9.2. Дефекты кровли и причины их возникновения	554
3.9.3. Основные методы осмотра и инструментального обследования кровель	559
3.9.4. Материалы кровельных покрытий	561
3.9.5. Виды ремонта кровель	571
3.9.6. Снижение затрат на ремонтные работы и развитие энергоресурсосбережения при эксплуатации кровель зданий и сооружений	577
ПРИЛОЖЕНИЯ	579
ПРИЛОЖЕНИЕ А	579
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	589
Дефекты кровель	589
Библиографический список к разделу 6	596

РАЗДЕЛ 7.

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ

I. МЕТОДИКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ (ПРОЕКТОВ)	599
1.1. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ПРОЕКТОВ	599
1.1.1. Основные положения	599
1.1.2. Ситуационный анализ энергосберегающих мероприятий (проектов)	600
1.1.3. Формулы совмещенного расчета прибыли и денежного потока	601
1.1.4. Оценка проектов с учетом инфляции	602
1.2. ПОКАЗАТЕЛИ КОММЕРЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ	602
1.2.1. Исходные стоимостные показатели	603
1.2.2. Формулы расчета показателей эффективности ЭСМ	605
1.2.3. Упрощенные расчеты показателей эффективности ЭСМ	606
1.2.4. Примеры расчета	607
1.3. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ПРОЕКТОВ	609
1.3.1. Показатели сравнительной эффективности ЭСМ	609
1.3.2. Примеры расчета	610
1.3.3. Рабочая методика отбора лучшего варианта инвестирования	615
1.4. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗАМЕНЫ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ	616
1.4.1. Ситуация А. Старое оборудование конкурентоспособно и выпускается промышленностью	616
1.4.2. Ситуация Б. Старое оборудование снято с производства	619
1.5. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТОВ, РЕАЛИЗУЕМЫХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЛИЦЕНЗИЙ, НОУ-ХАУ, ПАТЕНТОВ	620
1.6. НАЦИОНАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПРОЕКТОВ	622
1.6.1. Содержание национальной оценки проектов	622
1.6.2. Расчет обобщающего показателя национальной оценки проектов	623
1.7. ФОРМЫ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ	624
1.7.1. Исходные данные	624
1.7.2. Показатели экономической эффективности ЭСМ	625

2. СХЕМЫ ФИНАНСИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ И ИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ	627
2.1. ИСТОЧНИКИ И ФОРМЫ ФИНАНСИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ, ИХ ОСОБЕННОСТИ	627
2.1.1. Источники финансирования	627
2.1.2. Формы финансирования, их сравнительные преимущества и недостатки	627
2.2. РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ПРОЕКТОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СХЕМАХ ИХ ФИНАНСИРОВАНИЯ	628
2.2.1. Эффективность проектов, финансируемых за счет кредита	628
2.2.2. Эффективность проектов, финансируемых за счет лизинга	630
3. ФОРМИРОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ СУБЪЕКТА ХОЗЯЙСТВОВАНИЯ С УЧЕТОМ ЕГО ФИНАНСОВЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ	631
3.1. ФОРМИРОВАНИЕ БЮДЖЕТА КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ	631
3.2. ОПТИМИЗАЦИЯ БЮДЖЕТА КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ	632
3.2.1. Пространственная оптимизация	632
3.2.2. Временная оптимизация	634
4. ИНФОРМАЦИОННО-РАСЧЕТНАЯ СИСТЕМА «ИРС-ТПС»	635
4.1. ВВЕДЕНИЕ	635
4.2. РУКОВОДСТВО ПО УСТАНОВКЕ ИНФОРМАЦИОННО-РАСЧЕТНОЙ СИСТЕМЫ «ИРС-ТПС»	635
5. ИНФОРМАЦИОННО-СПРАВОЧНАЯ СИСТЕМА: «ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ: ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, ОБОРУДОВАНИЕ И МАТЕРИАЛЫ»	639
5.1. НАЗНАЧЕНИЕ И ВОЗМОЖНОСТИ	639
5.1.1. Функции информационно-справочной системы	639
5.2. ИНСТРУКЦИЯ ПОЛЬЗОВАТЕЛЯ	639
5.2.1. Перечень управляющих элементов главного меню	639
5.2.2. Режим просмотра документов	642
5.2.3. Режим поиска информации	645
5.2.4. Работа в режиме «Помощь»	646
6. ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ: «АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ РАСЧЕТ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ПРОЕКТОВ» (АРЭП)	647
6.1. НАЗНАЧЕНИЕ И ВОЗМОЖНОСТИ	647
6.1.1. Входные данные	647
6.1.2. Выходные данные	647
6.2. СТАТЬИ ПРОГРАММЫ	648
6.2.1. Методические основы разработки бизнес-плана энергосберегающего проекта с применением специализированной компьютерной программы АРЭП	648
6.2.2. Пояснения к финансово-экономическим расчетам	648
6.2.3. Графическое представление результатов анализа	649
6.2.4. Показатели эффективности проекта	650
6.2.5. Стратегия обследования энергетических объектов предприятия	651
6.2.6. Методические аспекты решения задач энергосбережения различных предприятий	651
6.2.7. Пример экспертной оценки	652
6.2.8. Выбор основного оценочного критерия при построении приоритетного ряда ЭСМ	652
6.3. ИНТЕРАКТИВНАЯ СПРАВКА	653
6.3.1. Окно приветствия	653
6.3.2. Ввод числа элементов декомпозиции	653
6.3.3. Ввод первичных данных об объектах	653
6.3.4. Проверка и корректировка энергетического баланса	654
6.3.5. Оценка текущего состояния объектов	655
6.3.6. Выбор объектов для анализа	655
6.3.7. Выбор энергосберегающих мероприятий	656
6.3.8. Создание пользовательского ЭСМ	656
6.3.9. Ввод констант	656
6.3.10. Ввод характеристик ЭСМ	657
6.3.11. Промежуточное сравнение ЭСМ в рамках одного объекта	660
6.3.12. Окончательный выбор применяемых ЭСМ	660
6.3.13. Режим быстрого расчета ЭСМ/оборудования	663
Приложение 7.1	666
Библиографический список к разделу 7	668

Уважаемые читатели!



С большим удовлетворением представляем Вам справочно-методическое издание — **«Энергосбережение на предприятиях промышленности и жилищно-коммунального хозяйства»**.

Издание в целом рассчитано на профессиональных пользователей и предназначено для оказания практической помощи работникам эксплуатационно-технических служб предприятий в разработке и реализации ресурсосберегающих мероприятий и обоснования их экономической эффективности.

Авторами и составителями Издания по энергосбережению являются ведущие специалисты Московского энергетического института (МЭИ), компании Технопромстрой (ТПС), Научно-исследовательского института строительной физики (НИИСФ) и Белорусского аграрного технического университета (БАТУ).

В состав Издания входит книга — «Практическое пособие по выбору и разработке энергосберегающих проектов» с приложением специализированных компьютерных программ.

В семи разделах книги систематизирована информация по всем аспектам энергосбережения, в них изложены полностью или со

ссылками на первоисточники рекомендации, методы, технические решения и типовые модели энергосбережения. Комплексное Издание дополняет информационно-расчетная система «ИРС-ТПС» на двух CD-ROM, состоящая из информационно-справочной системы «Энергосбережение: технические решения, оборудование и материалы» с «Информационным приложением» и программного обеспечения (АРЭП) «Автоматизированный расчет энергосберегающих проектов».

Данное Издание поможет Вам выбрать наиболее экономичные и рациональные технические решения и послужит хорошим подспорьем для создания на Вашем предприятии зоны высокоэффективного энергосбережения.

Желаем Вам успехов в Вашей созидательной работе.

Генеральный директор

ЗАО «Технопромстрой»



П.А. Костюченко

Уважаемые пользователи справочника!

Истощение разведанных месторождений органического топлива, с одной стороны, и необходимость удвоения в ближайшие годы ВВП страны, с другой, выдвигают в число приоритетных задачу повышения эффективности использования энергоресурсов. О значимости этой проблемы свидетельствует включение в перечень критических технологий Российской Федерации и приоритетных направлений развития науки, технологий и техники, утвержденных Президентом России в марте 2002 года, в качестве самостоятельного направления энергосбережения и энергосберегающих технологий.

Информационной компоненте (обобщение и распространение имеющегося опыта разработки и реализации энергосберегающих мероприятий) в решении проблем энергосбережения принадлежит одна из основных ролей.

Публикуемые в настоящее время материалы являются важным звеном информационной компоненты, т. к. собирают воедино, систематизируют и обобщают как нормативные документы в области энергосбережения, так и примеры конкретных энергосберегающих мероприятий. Число последних, сконцентрированных в компьютерную базу, достигает нескольких тысяч.

К числу достоинств рассмотренных материалов можно отнести:

- рассмотрение энергосбережения как межотраслевой проблемы, поскольку излагаются вопросы энергосбережения во всех системах энергообеспечения промышленных предприятий (системах тепло-, электро-, паро-, воздухо-, водоснабжения);
- методически оправданное построение материалов, которое включает краткое описание систем энергообеспечения, особенностей их расчета и эксплуатации, что обеспечивает понимание рассматриваемых в последующем энергосберегающих мероприятий;
- наличие практических примеров расчетов энергосберегающего эффекта от реализации мероприятий, повышающих эффективность приобретения навыков решения задач энергосбережения;
- наличие разделов экономического обоснования используемых энергосберегающих мероприятий и примеров оценки технико-экономических показателей проектов;
- создание оригинальной информационной системы по вопросам энергосбережения, в которую включены: законодательная база, база энергосберегающих мероприятий межотраслевого и отраслевого характера, имеющая частично расчетные модули для определения энергосберегающего эффекта; материалы экономического характера, в том числе и методика расчета тарифов на тепловую и электрическую энергии, публикации в журналах, относящихся к проблеме энергосбережения.

Приведенные выше достоинства выгодно отличают настоящее издание от уже опубликованных в печати.

Основная задача предлагаемого издания не только информировать по проблеме энергосбережения, но и обеспечить заинтересованный инженерно-технический персонал промышленных предприятий и объектов жилищно-коммунальной сферы материалами, облегчающими выбор и реализацию конкретных мероприятий — судя по содержанию издания, будет успешно решена.

Надеюсь, что материал издания будет полезен как инженерно-техническому персоналу, занимающемуся энергосбережением, так и студентам технических вузов, в учебных планах которых есть дисциплина «Энергосбережение в теплотехнике и теплотехнологиях».

Член-корреспондент РАН,
Доктор технических наук,
Профессор



Е.В. Аметистов



ПРЕДИСЛОВИЕ

На рубеже веков проблема повсеместного энергорасточительства сдерживает должное развитие экономики России. Низкая по сравнению с зарубежными странами энергоэффективность нашей экономики приводит к высоким издержкам общества на свое энергообеспечение, способствует нарушению устойчивого энергоснабжения населения и экономики страны, затрудняет сохранение энергетической безопасности России. Поэтому повышение эффективности использования энергии на всех этапах добычи, преобразования и использования энергоресурсов превращается в одну из значимых как для страны в целом, так и для всех потребителей топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Особую значимость приобретает проблема рационального использования энергоресурсов у потребителя.

По оценкам специалистов запланированное на первое десятилетие XXI века удвоение в России внутреннего валового продукта вызывает рост расчетной потребности в топливно-энергетических ресурсах в $1,6 \div 1,7$ раза (при сохранении энергоемкости на уровне 2000 г.), что потребует непосильных для бюджета страны финансовых затрат.

Целенаправленная государственная энергосберегающая политика, сущность которой сводится к устойчивому обеспечению населения и экономики страны энергоносителями, повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, обеспечению энергетической безопасности нашего государства, может быть выходом из создавшейся ситуации.

Современное состояние в области энергоэффективности можно оценить как период перевода основных направлений работ от формирования идеологии и нормативно-правовых положений в сферу практической деятельности, последовательной, поэтапной отработки технологии «реального энергосбережения».

Энергосберегающая политика может быть осуществлена путем предварительной инспекции энергетического хозяйства и эффективности использования ТЭР всеми потребителями энергоресурсов (промышленные предприятия, объекты жилищно-коммунального хозяйства, бюджетополучатели и др.), т. е. путем проведения энергетических обследований и составления энергетических паспортов.

Поскольку энергетика является фундаментом, на который опирается экономика любого государства, то только обеспеченность страны энергоресурсами, повышение эффективности их использования могут обеспечить повышение качества жизни всего населения и энергетическую безопасность страны.

Для разработки мероприятий по повышению эффективности использования энергоресурсов у по-

требителей ТЭР Законом «Об энергосбережении» предусмотрены энергетические обследования (энергоаудит).

Энергетический аудит потребителей ТЭР можно рассматривать как техническое инспектирование энергогенерирования и энергоиспользования на обследуемом объекте в целях определения возможной экономии энергии и выработки предложений для ее достижения.

В реализацию правительственной программы активного энергосбережения должны быть вовлечены сотни тысяч специалистов-энергетиков, в настоящее время не готовых к проведению работ не только по выявлению эффективности использования энергии, но и разработке конкретных энергосберегающих мероприятий.

Для проведения энергоаудита необходимы специалисты, обладающие рядом профессиональных навыков: знанием наиболее распространенных технологий, принципов работы и схемных решений основного энергопотребляющего оборудования; умением проводить расчеты энергетических балансов предприятий, отдельных потребителей; выполнять поверочные и конструктивные расчеты как энергопотребляющего, так и энергосберегающего оборудования.

Увеличение доли энергоресурсов в себестоимости продукции и повышения тарифов на все виды энергоносителей способствуют пристальному вниманию руководителей и инженерно-технических работников предприятий к вопросам рационального использования энергоресурсов. При разработке программ энергосбережения и отдельных энергосберегающих мероприятий на предприятиях возникает потребность в методической и технической литературе, позволяющей специалистам широкого профиля решать специфические задачи энергосбережения.

Разрозненные издания специализированной нормативно-технической литературы, аккумулирующей многие аспекты рационального использования ТЭР, сдерживают практическую реализацию целенаправленной государственной политики по повышению эффективности использования ТЭР.

Для оказания помощи работникам энергослужб потребителей ТЭР в выборе и реализации энергосберегающих мероприятий предлагаются некоторые научно-практические и методические материалы, собранные из опубликованных источников и изложенные в настоящем издании и прилагаемых к нему CD-дисках.

Настоящее издание, включающее семь разделов книги и значительный дополнительный материал, изложенный на CD-дисках, может быть полезно как работникам энергоаудиторских фирм, так и работникам энергослужб предприятий, на плечи которых

ложится основная тяжесть работы по снижению не только энергопотребления, но и финансовых затрат на их оплату.

Приводимые в первом разделе сведения об основах государственного управления энергосбережением, нормативно-правовой и нормативно-технической базе энергосбережения, об особенностях и методологии проведения энергоаудита на типовых промышленных объектах и объектах жилищно-коммунального хозяйства позволяют читателям получить представление об актуальности проблемы энергосбережения и способах ее решения как в масштабах государства, так и в отдельных системах энергообеспечения конкретных потребителей. Существующая в настоящее время нормативная база энергосбережения приведена на CD-дисках, что облегчает пользователю поиск необходимых документов.

Возможности потребления тепловой энергии для производственных целей и для удовлетворения жизненных благ населения ограничиваются не только объемами добываемых энергоресурсов, но и возможностями и эффективностью промышленных и муниципальных источников тепловой и электрической энергии.

И хотя значительная часть источников тепловой энергии — это крупные ТЭС и ТЭЦ федерального уровня и входящие в региональные компании (АО-энерго), однако, более трети тепловой энергии производится на промышленных ТЭЦ и котельных, обеспечивающих энергоснабжение не только предприятия, но и объектов жилищно-коммунального хозяйства.

Технический уровень основного и вспомогательного оборудования, схемные решения крупных ТЭС и ТЭЦ позволяют достигать удовлетворительных показателей эффективности использования энергии топлива. Основные резервы энергосбережения в таких источниках лежат, как правило, в обоснованных режимах эксплуатации оборудования в условиях прохождения максимумов и минимумов нагрузки.

Основное оборудование промышленных и муниципальных источников тепловой энергии в значительной мере физически и морально устарело, существенно уступает по эффективности использования энергии современному оборудованию, но не смотря на это имеют большой потенциал снижения энергозатрат на производство энергии.

Рассматриваемые в во втором разделе вопросы направлены на более полное использование возможностей энергосбережения, в первую очередь, в промышленных и муниципальных котельных, в которых в силу финансовых причин не предусматривается замена оборудования на современное.

Приводимые краткие и расширенные рекомендации по конкретному энергосбережению не затрагивают таких прогрессивных кардинальных изменений технологических схем и оборудования, как внедрение газотурбинных надстроек к паротурбинным ТЭЦ, теплоснабжение на базе тепловых насосов, энергообеспечение при сжигании бытовых и древесных отходов, использование автономных источников теплоснабжения и т. д.

Предлагаемый подход — рекомендации по повышению эффективности использования энергии без реализации крупнозатратных мероприятий — реализуется и применительно к тепловым сетям.

В первую очередь рассматриваются возможности энергосбережения в протяженных разветвленных распределительных тепловых сетях, в которых сверхнормативные тепловые потери с утечками теплоносителя через изоляцию теплопроводов достигают $15 \div 20 \%$.

Системы электроснабжения промышленных предприятий, спроектированные на номинальный режим, работают, как правило, с недогрузкой. Это вызывает снижение коэффициента мощности в системе электроснабжения, увеличение доли потерь в трансформаторах, электрических машинах и аппаратах. В таких условиях возрастает роль энергетических обследований систем электроснабжения с целью определения мест нерационального и расточительного использования электроэнергии и разработки мероприятий по ее экономии. Одновременно с этим не меньший интерес для предприятий представляют вопросы экономии финансовых средств на электроэнергию. В последнее время промышленные предприятия получили возможность самостоятельного выбора типа тарифов для оплаты за электроэнергию. Возникли новые задачи: не только найти способы экономии электроэнергии, но и на основе анализа режима работы предприятия и электропотребления определить для предприятия наиболее выгодный тип тарифов, помочь предприятию в составлении не ущемляющих его интересы договоров на электроснабжение.

Однако система электроснабжения и электропотребления не может рассматриваться только отдельно от других направлений энергетического обследования. Чисто «электротехнических» мероприятий по экономии электроэнергии не так уж и много. Это снижение потерь в электросетях предприятия, в трансформаторах, в электрооборудовании и осветительных приборах, использование более энергоэффективного электрооборудования, оптимизация его нагрузки, замена недогруженного электрооборудования на электрооборудование меньшей мощности, или отключение части недогруженного электрооборудования. Это также снижение потерь путем регулировки напряжения питания, повышения коэффициента мощности. Эти и другие возможности снижения электропотребления рассматриваются в третьем разделе.

Одной из типовых, как для промышленных предприятий, так и для объектов жилищно-коммунального хозяйства, является система отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, функциональное назначение которой состоит в обеспечении заданных параметров микроклимата в зданиях и сооружениях разного назначения. Здание как энергетическая система представляет собой совокупность помещений, каждое из которых характеризуется индивидуальными особенностями.

Энергосбережение как комплекс мер, направленных на сокращение расхода энергии от внешних источников, подразумевает в первую очередь ис-

пользование таких систем, которые заведомо экономичнее других. Объем энергопотребления определяется совокупностью большого числа факторов и переменен во времени суток и года.

Суммарный расход энергии системами отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха складывается из двух частей. Первая составляющая направлена на нейтрализацию возмущающих тепловых воздействий для стабилизации температурных условий (отопление-охлаждение здания). Влияние наружной и внутренней сред на эту долю расходования энергии — косвенное и проявляется посредством теплового и воздушного режима здания.

Вторая составляющая связана с тепловой обработкой и перемещением воздуха в системах вентиляции и кондиционирования воздуха и представляет собой расход энергии на вентиляцию. Зависимость второй части расхода энергии от параметров наружной среды — прямая. Имея в виду неоднозначную взаимосвязь двух составляющих энергопотребления, для объективной оценки следует оперировать суммарной величиной расхода.

Сокращение энергопотребления системами отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха не может осуществляться в ущерб качеству микроклимата. Кроме того, снижение энергопотребления должно быть оправдано экономически, то есть должны использоваться решения, не требующие дополнительных инвестиций. Существующий в настоящее время арсенал средств позволяет существенно снизить потребление энергии. Однако во многих случаях реализация всего комплекса мер сопряжена со значительными капиталовложениями и в конечном итоге может оказаться нерентабельной.

Говоря о приоритетах энергосбережения, следует иметь в виду, что прежде всего должны осуществляться меры по снижению тепловой годовой нагрузки на системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха. Это требует реализации при проектировании комплекса архитектурно-планировочных мер и усиления теплозащиты здания.

При проектировании систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха следует отдавать предпочтение рациональным видам систем. Одновременно следует закладывать меры по снижению энергопотребления в эксплуатационных условиях. Такие мероприятия связаны с регулированием мощности систем.

Передовой опыт показывает, что с помощью перечисленных средств, которые являются традиционными, удастся снизить удельное энергопотребление систем на 70 %.

Лишь во вторую очередь подлежат реализации меры по вовлечению в оборот вторичных энергоресурсов. Наибольшее распространение в данной области техники получили активные способы утилизации ВЭР с помощью теплообменных аппаратов. Наряду с активным, эффективным представляется пассивный способ утилизации — за счет совмещения функций ограждения и системы обеспечения микроклимата.

Использование возобновляемых источников энергии для обеспечения микроклимата не является первоочередной задачей, однако, это один из способов снижения удельного энергопотребления и может рассматриваться в качестве перспективного.

За последние десять лет в России произошел перелом в строительном комплексе в направлении улучшения энергетической эффективности гражданских (жилых и общественных) зданий и использования новых энергоэффективных строительных материалов и технологий. Строительная отрасль, как никакая другая отрасль промышленности в России, переживает стремительный подъем. Такой перелом произошел благодаря работе большого коллектива строителей на всех уровнях, и в первую очередь активной позиции ряда исследовательских организаций (НИИСФ, РААСН, ЦНИИЭПжилища, ЦЭНЭФ и других организаций с использованием передового международного опыта, и в частности Общества по защите природных ресурсов) и поддержки Управлением технического нормирования бывшего Госстроя РФ. За последние годы был разработан, утвержден и внедрен целый комплекс нормативно-технической документации на федеральном и региональном уровнях. В том числе за последнее время были утверждены новый СНиП «Тепловая защита зданий» взамен прежнего СНиП «Строительная теплотехника» и три новых ГОСТа по энергетическому аудиту зданий, а также около 50 территориальных строительных норм (ТСН) по энергосбережению в зданиях. Госстроем РФ создана новая система контроля качеством строительной продукции (Государственный архитектурно-строительный надзор, Государственная экспертиза строительной продукции и Система сертификации строительной продукции и услуг).

В целом энергопотребление на отопление вновь построенных за последние 10 лет зданий снизилось от 35 до 45 % в зависимости от типов зданий. По данным Госстроя РФ, уже 6 % (170 млн кв. м) от всего фонда жилых зданий России (2818 млн кв. м) соответствуют требованиям новых норм. Нашли широкое применение проекты зданий с уширенным корпусом (до 22–25 м по сравнению с прежним 12 м). Произошел переход от повсеместного распространения однослойного и трехслойного панельного домостроения к монолитно-каркасному домостроению с наружной теплоизоляцией и вентилируемыми фасадами. Домостроительные комбинаты, продолжающие выпускать индустриально изготавливаемые здания из панельных конструкций, перешли к большему разнообразию выпускаемых изделий. Здания, возводимые из этих конструкций, не отличаются по внешнему виду от монолитно-каркасных зданий. Причем по себестоимости наружные панельные стены в три раза большей по сравнению с прежней теплозащитой на 10–15 % дешевле прежних, например, в домостроительном комбинате г. Якутска. Повсеместно стали применяться окна с однокамерными и двухкамерными стеклопакетами и переплетами из

клееной древесины, дерево-алюминиевых или пластмассовых профилей.

Предлагаемый материал по энергосбережению в ограждающих конструкциях зданий включает описание нового поколения норм и стандартов по тепловой защите зданий, пособие по проектированию тепловой защиты зданий согласно СНиП 23-02 с упором на использование потребительского подхода и описание конструкционных материалов и конструктивных решений в ограждающих конструкциях зданий при выполнении энергосберегающих мероприятий.

Принципы, заложенные в основу комплекса норм и стандартов по тепловой защите зданий, являются новыми, поэтому в шестом разделе даны разъяснения новой методологии нормирования тепловой защиты зданий, методов ее контроля и проектирования.

Специалисты предприятий, занимающихся энергосбережением, должны обладать не только теоретическими знаниями, но и навыками решения практических задач. Такими задачами являются: составление энергетических балансов технологических установок, цехов и предприятий, оценка потенциала энергосбережения, расчет эффективности от внедрения энергосберегающих мероприятий, проводимых в рамках энергетических обследований. Поэтому в издании приведены типовые задачи и способы их решения, способствующие приобретению практических навыков в области энергосбережения.

Рассматриваемые в седьмом разделе методические рекомендации заключаются в обеспечении практических пользователей простыми и надежными инструментами экономического анализа энергосберегающих мероприятий (ЭСМ). Они могут быть использованы разработчиками энергосберегающих мероприятий, а также лицами и организациями, осуществляющими экспертизу энергосберегающих проектов.

Методические рекомендации содержат научно обоснованные методы оценки эффективности инвестиций в ЭСМ (проекты), базирующиеся на современной международной и отечественной практике, рекомендации по их применению в различных хозяйственных ситуациях и примеры расчета. Они мо-

гут быть использованы для разработки технико-экономического обоснования (ТЭО) при проектировании технического перевооружения и реконструкции объектов производства и ЖКХ.

Рекомендации ориентированы на использование компьютерной программы, Автоматизированного расчета энергосберегающих проектов (АРЭП), позволяющей легко и быстро осуществлять инвестиционный анализ, формировать банк ЭСМ на предлагаемом программном обеспечении, а также осуществлять бизнес-планирование и экспертизу ЭСМ.

Многие из приведенных задач решают чисто методические вопросы и предназначены для приобретения пользователей навыков расчета экономии энергии. Численные значения исходных данных в таких задачах могут носить условный характер.

Значительная часть материалов издания хотя и была опубликована в разрозненных изданиях, но трудно доступна широкому читателю.

Концентрация этого материала большим коллективом авторов привела к некоторым особенностям построения разных разделов книги, которые, однако, не затрудняют пользование настоящим изданием.

Авторы и составители предлагаемого методического пособия использовали не только свой опыт работы по данной проблеме, но и опыт своих коллег, изложенный в открытой печати.

Мы надеемся, что последующие переиздания учтут замечания и пожелания читателей, вдумчиво использующих собранный материал. Мы будем вносить в него изменения и дополнения, касающиеся новостей в политике и практике энергосбережения, в энергосберегающих технологиях.

Пожелания и предложения по совершенствованию книги просим направлять по адресу: 117418 Россия, г. Москва, ул. Новочеремушкинская, д. 58, тел./факс: (495) 727-35-21, E-mail: info@teps.ru, ЗАО «Технопромстрой».

Составители: Данилов О.Л. (Московский энергетический институт), Костюченко П.А. (ЗАО «Технопромстрой», г. Москва).

Раздел 1



Общие
положения

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ПРОЕКТОВ

ЗАО «Технопромстрой»

выполняет комплексные обследования теплоэнергетических хозяйств предприятий, разрабатывает программы энергосбережения на текущий год и перспективный период, осуществляет практическое внедрение высокоэффективных энергосберегающих технологий и оборудования в соответствии с разрабатываемыми комплексными программами энергосбережения.



РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ
ПРОГРАММ И НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ



ЭКСПЕРТИЗА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТОВ
СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕКОНСТРУКЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ



ПОСТАВКА, МОНТАЖ И ПУСКО-НАЛАДКА
ИНЖЕНЕРНЫХ СИСТЕМ И ОБОРУДОВАНИЕ



ОБЩЕГРАЖДАНСКОЕ И ПРОМЫШЛЕННОЕ
СТРОИТЕЛЬСТВО



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ
В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

ЗАО «Технопромстрой» оказывает методическую и практическую помощь в разработке энергосберегающих проектов. Окупаемость внедряемых энергосберегающих проектов значительно превышает затраты на нерациональное использование предприятием энергетических ресурсов.

**Приглашаем все заинтересованные организации
и предприятия к сотрудничеству**

ЗАО «ТЕХНОПРОМСТРОЙ»

Адрес: 117418, г. Москва, ул. Новочеремушкинская, д. 58

Телефон/факс: (495) 727-35-20, 727-35-21, 411-56-41

E-mail: info@teps.ru

www: <http://teps.ru/>

ЗАО «ТЕХНОПРОМСТРОЙ»

Низкая, по сравнению с зарубежными странами, энергоэффективность нашей экономики приводит к высоким издержкам общества на свое энергообеспечение, способствует нарушению устойчивого энергоснабжения населения и экономики страны, затрудняет сохранение энергетической безопасности России.

Прогнозные оценки специалистов показывают, что удвоение в России внутреннего валового продукта в первое десятилетие XXI века вызывает при сохранении энергоемкости на уровне 2000 г. рост расчетной потребности в топливно-энергетических ресурсах в $1,6 \div 1,7$ раза [12].

Последнее потребует финансовых затрат, непосильных для бюджета страны. Расчетная потребность в энергоресурсах в 2020 г. достигнет в этом случае 2,67 млрд т у. т. Предполагаемые объемы добываемых энергоресурсов значительно меньше (~1 млрд т у. т. в 2010 г. и 1,265 млрд т у. т. в 2020 г.).

Высокая энергозатратность нашей экономики в значительной мере определяется устаревшими производственными фондами, изношенностью оборудования, несовершенством технологий и другими объективными причинами. Но существуют и субъективные факторы: прямое энергорасточительство и бесхозяйственность, отсутствие единой системы учета и контроля, недостаточное использование энергосберегающей техники, а главное — несовершенство управленческих механизмов, на устранение которых не требуются значительные затраты, сравнимые, предположим, со структурной перестройкой энергоемкого промышленного производства. Видимо, здесь дело за быстрокупаемыми энергосберегающими мероприятиями, которые уже в ближайшее время могут дать существенный экономический эффект.

Выходом из создавшейся ситуации может быть проведение целенаправленной государственной энергосберегающей политики, сущность которой сводится к устойчивому обеспечению населения и экономики страны энергоносителями, повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, обеспечению энергетической безопасности нашего государства.

Энергоресурсосбережение — проблема многогранная и весьма насущная. Для России она более чем актуальна, ибо энергоресурсы являются одним из основных источников жизнеобеспечения государства. Рачительное отношение к энергетическим ресурсам не только позволит решить многие экономические проблемы, в том числе оздоровления бюджетов всех уровней, но и в достаточной степени стабилизировать социально-политическую обстановку в стране.

Энергосбережение как система правовых, организационных, научных, производственных, техниче-

ских и экономических мер направлено не только на эффективное использование первичных энергетических ресурсов, но и на вовлечение в хозяйственный оборот для снижения потребления органического топлива нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

Трудно переоценить значимость скорейшей реализации энергосберегающей стратегии для всех сфер жизни общества. Поскольку и снижение издержек, и совершенствование технологий, и повышение конкурентоспособности отечественных товаров, что, соответственно, влечет за собой и увеличение экспортного потенциала, — все это будет способствовать экономическому подъему России, а с ним и росту внутреннего валового продукта и повышению уровня жизни населения. Решая на первых порах проблемы, казалось бы, сугубо экономические, та стратегия превентивно работает и на достижение социально ориентированных целей, она может стать базой для решения целого комплекса актуальных социальных задач.

Практическая реализация энергосберегающей политики предусматривает предварительную инспекцию энергетического хозяйства и эффективности использования ТЭР всеми потребителями энергоресурсов (промышленные предприятия, объекты жилищно-коммунального хозяйства, бюджетополучатели и др.) проведением энергетических обследований и составлением энергетических паспортов.

Специалисты, проводящие энергоаудит, должны обладать рядом профессиональных навыков: знанием наиболее распространенных технологий, знанием принципов работы и схемных решений основного энергопотребляющего оборудования (котлов, турбин регенеративных, регенеративных, смесительных теплообменных аппаратов, сушилок, систем отопления, вентиляции и т. д.); умением проводить расчеты энергетических балансов предприятий, отдельных потребителей; умением выполнять проверочные и конструктивные расчеты как энергопотребляющего, так и энергосберегающего оборудования.

Предлагаемое методическое пособие — первая книга, которая содержит сведения об основах государственного управления, нормативно-правовую, нормативно-техническую базу энергосбережения, основу проведения энергоаудита на типовых промышленных объектах, объектах жилищно-коммунального хозяйства, ориентировано не только на работников энергослужб, но и на специалистов энергоаудиторских фирм, а также на студентов направления «Теплоэнергетика», и поэтому частные особенности вопросов энергосбережения рассматриваются на примере тематики, относящейся к промтеплоэнергетике.

1. НОРМАТИВНАЯ БАЗА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Одним из основных условий процветания экономики страны является достаточное ее энергообеспечение. Постоянно возрастающий объем потребления энергоресурсов в условиях неоправданного энерго-расточительства и недостаточного финансирования топливно-энергетического комплекса выдвинули в разряд важнейших государственных проблем необходимость повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР).

Целенаправленная работа в масштабах страны по рациональному использованию топливно-энергетических ресурсов невозможна без наличия нормативной базы.

1.1. ВИДЫ ДОКУМЕНТОВ

Нормативная база энергосбережения включает нормативно-правовую и нормативно-техническую документацию нескольких уровней: мировой, федеральный, региональный, муниципальный (или потребителя ТЭР).

Законотворческая и концептуальная составляющие энергетической политики находятся в руках Государственной думы, Совета Федерации и Правительства России. Законы РФ, Указы Президента РФ и Постановления Правительства РФ составляют основу нормативно-правовой базы энергосбережения федерального уровня.

К числу важнейших из них относится Федеральный закон «Об энергосбережении», принятый 3 апреля 1996 г. Аналогичные законы на региональном уровне приняты законодательными органами ряда субъектов Российской Федерации.

Нормативно-техническая документация может рассматриваться на нескольких уровнях: международные (ИСО, МЭК и др.), межгосударственные (EN, стандарт СНГ и др.), национальные (ГОСТ Р, BS, DIN и др.), отраслевые (ОСТ, IEEE и др.) территориальные (МГСН, РСТ, ЕпEGNE и др.), местные стандарты.

Одним из условий, обеспечивающих реализацию требований законодательства Российской Федерации об энергосбережении и нормативно-правовых актов субъектов Российской Федерации по вопросам энергосбережения, является разработка нормативно-технических документов, в которых были бы учтены современные требования по энергосбережению. На федеральном уровне такие нормативно-технические документы разрабатываются, в первую очередь, федеральным органом исполнительной власти (в настоящее время Минпромэнерго РФ), уполномоченным

организовать и проводить государственный надзор за эффективным использованием энергетических ресурсов, а также другими федеральными органами исполнительной власти, от которых во многом зависит уровень потребления энергетических ресурсов (строительство, жилищно-коммунальное хозяйство, стандартизация и др.). К таким нормативно-техническим документам относятся: Строительные нормы и правила (СНиП), Свод правил (СП), инструкции, правила учета и пользования и т. п.

Среди нормативно-технической документации помимо стандартов (ГОСТ и др.) и строительных норм (СНиП и др.) следует отметить правила (ПУЭ, ПТЭ, ПТБ и др.), специализированные методики, инструкции.

К настоящему моменту нормативная база энергосбережения насчитывает значительное количество документов (перечень основных приведен в приложении).

Ниже приводится краткое содержание основных документов нормативно-правовой базы энергосбережения в России [13].

Федеральный закон № 41-ФЗ от 14.04.1995 «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации».

Определена необходимость включения в себестоимость электрической и тепловой энергии затрат на энергосбережение.

Федеральный закон № 147-ФЗ от 17.08.1995 «О естественных монополиях».

Определяет правовые основы федеральной политики в отношении естественных монополий. Законом регулируется структура затрат на услуги по передаче электрической и тепловой энергии. Используется ценовое регулирование естественных монополий, определение потребителей или установление минимального уровня их обеспечения.

Указ Президента РФ № 472 от 07.05.1995 «Об основных направлениях энергетической политики и структурной перестройке ТЭК РФ на период до 2010 года».

Определена необходимость разработки федеральной целевой программы «Энергосбережение России» и важнейшая роль энергосбережения при формировании энергетической политики.

Постановление Правительства РФ № 998 от 12.10.1995 «О государственной поддержке создания в РФ энергоэффективных демонстрационных зон».

Определен порядок государственной поддержки демонстрационных зон высокой энергетической эффективности.

Постановление Правительства РФ № 1087 от 02.11.1995 «О неотложных мерах по энергосбережению».

Предусмотрен комплекс мер по энергосбережению, включая оснащение предприятий до 2000 г. средствами приборного учета и регулирования расхода энергоносителей.

Постановление Правительства РФ № 793 от 12.07.1996 «О федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности)».

Утверждены основные принципы функционирования и развития федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности), а также перечень коммерческих организаций — субъектов федерального рынка. Тарифы на электрическую энергию и размер платы за услуги, предоставляемые на ФОРЭМ, устанавливаются ФЭК.

Постановление Правительства РФ № 832 от 08.07.1997 «О повышении эффективности использования энергетических ресурсов и воды предприятиями, учреждениями и организациями бюджетной сферы».

Заложены основы государственной политики оснащения организаций бюджетной сферы приборами учета. Отмечена необходимость определения потребности в средствах на проведение работы по оснащению приборами учета и регулирования потребления электроэнергии, тепла, газа и воды для объектов бюджетной сферы; рекомендовано органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органам местного самоуправления, руководителям подведомственных этим органам предприятий, учреждений и организаций бюджетной сферы определить источники финансирования работ по оснащению объектов приборами учета и регулирования потребления электроэнергии, тепла, газа и воды; возложена координация этой работы на Госстрой России.

Указ Президента РФ № 1010 от 11.09.1997 «О государственном надзоре за эффективным использованием энергетических ресурсов в РФ».

Минтопэнерго приданы функции государственного надзора за эффективным использованием энергии в РФ.

Постановление Правительства РФ № 1629 от 27.12.1997 «О совершенствовании порядка государственного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию».

РЭК при отмене льготных тарифов на электрическую энергию для энергоемких организаций отраслей народного хозяйства предусматривать первоочередную обязательную дифференциацию тарифов на электрическую энергию, а также введение дифференцированных по времени суток и дням недели тарифов с предоставлением потребителям права выбора конкретной системы тарифов по оплате электрической энергии.

Энергоснабжение потребителей, для которых отмена льготных тарифов на электрическую и тепловую

энергию невозможна, осуществляется на базе лимитов потребления электрической и тепловой энергии. Постановление Правительства РФ № 1619 от 27.12.1997 «О ревизии средств учета электрической энергии и маркировании их специальными знаками визуального контроля».

Назначение ответственных за установку специальных знаков бытовых организаций и органов энергонадзора; поручение Минтопэнерго разработать в 3-месячный срок порядок ревизии.

Постановление Правительства РФ № 1 от 05.01.1998 «О порядке прекращения или ограничения подачи электрической и тепловой энергии и газа организациям-потребителям при неоплате поданных им (использованных ими) топливно-энергетических ресурсов».

Утверждение порядка прекращения или ограничения подачи энергии при неоплате ТЭР.

Постановление Правительства РФ № 5 от 05.01.1998 «О снабжении топливно-энергетическими ресурсами организаций, финансируемых в 1998 году за счет средств федерального бюджета».

Введено лимитирование энергопотребления в организациях бюджетной сферы.

Для организаций, финансируемых за счет средств федерального бюджета, Правительством РФ указана необходимость координации и контроля за определением годовых объемов потребления (лимиты в натуральном и стоимостном выражении) электрической и тепловой энергии газа, котельно-печного топлива; осуществлением расчетов за потребленные топливно-энергетические ресурсы только в денежной форме; внесением соответствующих изменений в роспись доходов и расходов по статьям экономической классификации бюджетов Российской Федерации в пределах объемов, устанавливаемых Федеральным законом «О федеральном бюджете» для обеспечения соответствия лимитов потребления топливно-энергетических ресурсов в натуральном и стоимостном выражении; целевым использованием организациями, финансируемыми за счет средств федерального бюджета, ассигнований, предусмотренных на оплату топливно-энергетических ресурсов; обеспечением заключения договоров между организациями-потребителями топливно-энергетических ресурсов, финансируемых за счет средств федерального бюджета, и энергоснабжающими организациями на поставку (подачу) этих ресурсов в пределах установленных лимитов в натуральном и стоимостном выражении, предусмотрев в этих договорах условия о внесении уточнений и дополнений по согласованию сторон в зависимости от объемов финансирования; введением в организациях, финансируемых за счет средств федерального бюджета, ежеквартальной отчетности об объемах потребления топливно-энергетических ресурсов в натуральном и стоимостном выражении.

Постановление Правительства РФ № 80 от 24.01.1998 «О федеральной целевой программе «Энергосбережение России». 1998–2005 годы».

Утверждение программы, определение заказчиком-координатором программы Минтопэнерго РФ, финансирование программы за счет средств федерального бюджета.

Постановление Правительства РФ № 166 от 12.02.1998 «О возложении на Министерство топлива и энергетики РФ функций государственного надзора за эффективным использованием энергетических ресурсов в РФ».

Дополнение положения о Министерстве топлива и энергетики РФ «Об осуществлении государственного надзора за эффективным использованием энергетических ресурсов в РФ».

Постановление Правительства РФ № 588 от 15.06.1998 «О дополнительных мерах по стимулированию энергосбережения в России».

Разработка программ энергосбережения, установка порядка формирования и использования средств для финансирования мероприятий по энергосбережению, разработка программы энергетических исследований.

Постановление Правительства РФ № 938 от 12.08.1998 «О государственном энергетическом надзоре в РФ».

Утверждено положение о государственном энергетическом надзоре, который (в том числе) осуществляет надзор за проведением мероприятий по сбережению топливно-энергетических ресурсов и снижению их расхода на единицу продукции.

Постановление Правительства РФ № 777 от 12.10.2000 «Об утверждении положения о Министерстве энергетики Российской Федерации».

Утверждено положение о Министерстве энергетики РФ. Определены задачи министерства, в том числе государственный надзор за эффективным использованием энергетических ресурсов, разработка государственной политики в области энергосбережения и обеспечения экологической безопасности при развитии ТЭК, координация работ по повышению эффективности энергопользования в экономике России.

Основные положения энергетической стратегии России на период до 2020 года. Одобрены Правительством РФ (протокол № 39 от 23.10.2000).

Сформулированы основные принципы и условия энергетической безопасности страны (региона), ее граждан. Для обеспечения безопасности установлены цели и задачи энергетической стратегии и государственной энергетической политики. Предложена программа разработки первоочередных нормативно-правовых и организационных документов, формирующих механизмы реализации «Энергетической стратегии России на период до 2020 г.».

Постановление Правительства РФ № 526 от 11.07.2001 «О реформировании электроэнергетики РФ».

Одобрены основные направления реформирования электроэнергетики России. Сформулированы основные условия перехода на нерегулируемые государством тарифы на производимую электроэнергию с использованием механизма коммерческой диспетчеризации.

Распоряжение Правительства РФ № 1040-Р от 03.08.2001 «Об утверждении плана мероприятий первого этапа реформирования электроэнергетики РФ».

Изложен план мероприятий по IV кварталу 2002 г., включающий в себя разработку проектов федеральных законов «Об электроэнергетике», о внесении изменений и дополнений в существующие федеральные законы и указы Президента.

Постановление Правительства РФ № 796 от 17.11.2001 «О федеральной целевой программе «Энергоэффективная экономика на 2002–2005 годы и на перспективу до 2010 года» (с изменениями от 29.12.2001).

Основная цель программы — перевод экономики России на энергосберегающий путь развития за счет всемерного использования энергосберегающих технологий и оборудования, надежное обеспечение энергоносителями отраслей экономики.

Постановление Правительства РФ № 797 от 17.11.2001 «О подпрограмме “Реформирование и модернизация коммунального комплекса Российской Федерации” федеральной целевой программы “Жилище” на 2002–2010 годы».

Цель программы — повышение эффективности, устойчивости и надежности функционирования жилищно-коммунальных систем жизнеобеспечения населения, привлечение инвестиций в жилищно-коммунальный комплекс, улучшение качества жилищно-коммунальных услуг с одновременным снижением нерациональных затрат и др.

Постановление Правительства РФ № 135 от 11.02.2002 «О лицензировании отдельных видов деятельности».

Утвержден перечень видов деятельности, лицензирование которых осуществляется органом исполнительной власти. В области энергетики лицензируются:

-  деятельность по эксплуатации электрических сетей;
-  деятельность по эксплуатации тепловых сетей;
-  ряд видов деятельности по переработке, транспортировке, хранению и реализации нефти, газа и продуктов их переработки.

Постановление Правительства РФ № 226 от 02.04.2002 «Основы ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации».

Изложена нормативно-методическая основа регулирования тарифов (цен) и общие принципы и методы их формирования.

1.2. ЗАКОН

«ОБ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИИ»

На рубеже веков основным нормативно-правовым документом по проблеме повышения эффективности использования энергоресурсов остается Федеральный закон от 03.04.1996 № 28 ФЗ «Об энергосбережении».

В закон включены 19 статей, в которых отражены следующие вопросы: область применения настоящего закона, основные принципы энергосберегающей политики государства, стандартизация, сертификация, метрология, основные принципы управления в области энергосбережения, разработка энергосберегающей политики государства и осуществление государственного надзора за эффективным использованием энергетических ресурсов, проведение энергетических обследований, учет энергетических ресурсов, государственное статистическое наблюдение за потреблением энергетических ресурсов, финансирование программ в области энергосбережения, льготы потребителям и производителям энергетических ресурсов, международное сотрудничество в области энергосбережения, образование и подготовка кадров, информационное обеспечение энергосбережения и др. Ниже приведены некоторые фрагменты этого закона.

ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН ОТ 3 АПРЕЛЯ 1996 ГОДА № 28-ФЗ ОБ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИИ*

Принят
Государственной думой
13 марта 1996 года.
Одобен
Советом Федерации
20 марта 1996 года.

Настоящий Федеральный закон регулирует отношения, возникающие в процессе деятельности в области энергосбережения, в целях создания экономических и организационных условий для эффективного использования энергетических ресурсов.

Глава I. Общие положения

Статья 1. Основные понятия

.....

Статья. 2. Законодательство Российской Федерации об энергосбережении

Законодательство Российской Федерации об энергосбережении состоит из настоящего Федерального закона и принимаемых в соответствии с ним других федеральных законов, иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также законов и иных нормативных правовых актов субъектов Российской Федерации.

* Полный текст Федерального закона «Об энергосбережении» представлен на компакт-диске.

ской Федерации по вопросам энергосбережения, принимаемых в соответствии с договорами по разграничению предметов ведения и полномочий между органами государственной власти Российской Федерации и органами государственной власти субъектов Российской Федерации.

Статья 3. Область применения настоящего Федерального закона

.....

Статья 4. Основные принципы энергосберегающей политики государства

.....

Глава II. Стандартизация, сертификация и метрология в области энергосбережения

Статья 5. Стандартизация

.....

Статья 6. Сертификация

.....

Статья 7. Метрология

.....

Глава III. Основы государственного управления энергосбережением

Статья 8. Основные принципы управления в области энергосбережения

Энергосберегающая политика государства осуществляется на основе реализации федеральных и межрегиональных программ в области энергосбережения путем:

- стимулирования производства и использования топливо- и энергосберегающего оборудования;
- организации учета расхода энергетических ресурсов, а также контроля за их расходом;
- осуществления государственного надзора за эффективным использованием энергетических ресурсов;
- проведения энергетических обследований организаций;
- проведения энергетической экспертизы проектной документации для строительства;
- реализации демонстрационных проектов высокой энергетической эффективности;
- реализации экономических, информационных, образовательных и других направлений деятельности в области энергосбережения.

Статья 9. Разработка энергосберегающей политики государства и осуществление государственного надзора за эффективным использованием энергетических ресурсов

Разработка энергосберегающей политики государства осуществляется в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации.

Государственный надзор за эффективным использованием энергетических ресурсов организует и проводит уполномоченный на то Президентом Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти.

Статья 10. Проведение энергетических обследований организаций

Энергетические обследования проводятся в целях оценки эффективного использования энергетических ресурсов и снижения затрат потребителей на топливо- и энергообеспечение.

Обязательным энергетическим обследованиям подлежат организации независимо от их организационно-правовых форм и форм собственности, если годовое потребление ими энергетических ресурсов составляет более шести тысяч тонн условного топлива или более одной тысячи тонн моторного топлива. Энергетические обследования организаций, если годовое потребление ими энергетических ресурсов составляет менее шести тысяч тонн условного топлива, проводятся по решению органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, ответственных за координацию работ по эффективному использованию энергетических ресурсов.

Порядок и сроки проведения энергетических обследований определяются Правительством Российской Федерации.

Статья 11. Учет энергетических ресурсов

Весь объем добываемых, производимых, перерабатываемых, транспортируемых, хранимых и потребляемых энергетических ресурсов с 2000 года подлежит обязательному учету. Очередность и правила оснащения организаций приборами для учета расхода энергетических ресурсов, а также правила пользования электрической и тепловой энергией, природным и сжиженным газом, продуктами нефтепереработки устанавливаются в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации.

Учет потребляемых энергетических ресурсов осуществляется в соответствии с установленными государственными стандартами и нормами точности измерений.

Статья 12. Государственное статистическое наблюдение за потреблением энергетических ресурсов и их эффективным использованием

Государственное статистическое наблюдение за величиной и структурой потребления энергетических ресурсов и их эффективным использованием организует и проводит уполномоченный на то федеральный орган исполнительной власти по статистике в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации.

Глава IV. Экономические и финансовые механизмы энергосбережения

Статья 13. Финансирование программ в области энергосбережения

Финансирование федеральных и межрегиональных программ в области энергосбережения осуществляется за счет средств государственной финансовой поддержки федерального бюджета, средств бюджетов соответствующих субъектов Российской Федера-

ции, средств российских и иностранных инвесторов, а также за счет других источников в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, законами и иными нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации.

Статья 14. Льготы потребителям и производителям энергетических ресурсов

Потребителям и производителям энергетических ресурсов, осуществляющим мероприятия по энергосбережению, в том числе за счет производства и потребления продукции с лучшими, чем предусмотрено государственными стандартами, показателями, предоставляются льготы в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации.

Производители электрической и тепловой энергии, не входящие в региональные энергоснабжающие организации, имеют право на отпуск энергии в сети этих организаций в количествах и режимах, согласованных с энергоснабжающей организацией и региональной энергетической комиссией. Энергоснабжающие организации обязаны обеспечить прием энергии от указанных производителей в свои сети по ценам, формируемым в порядке, утвержденном региональными энергетическими комиссиями.

Для энергетических установок, которые используют возобновляемые источники энергии и сооружение которых осуществляется в соответствии с программами в области энергосбережения, цены на электрическую энергию должны обеспечить окупаемость капитальных вложений в строительство этих установок в срок, согласованный с региональной энергетической комиссией.

Строительство и эксплуатация энергетических установок, которые используют сертифицированное оборудование и имеют производительность тепловой энергии до трехсот киловатт или электрическую мощность до ста киловатт, осуществляются без лицензии.

В целях стимулирования эффективного использования энергетических ресурсов в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации, осуществляется установление сезонных цен на природный газ и сезонных тарифов на электрическую и тепловую энергию, а также внутрисуточных дифференцированных тарифов на электрическую энергию.

Региональные энергетические комиссии при определении тарифов на электрическую и тепловую энергию должны учитывать экономически обоснованные затраты потребителей электрической и тепловой энергии на энергосбережение. Порядок консолидации указанных средств и порядок их использования потребителями в целях финансирования энергосберегающих проектов определяются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

Потребители энергетических ресурсов — юридические лица в случае использования энергетических ресурсов не в том объеме, который предусмотрен договорами с энергоснабжающими организациями,

освобождаются от возмещения расходов, понесенных указанными энергоснабжающими организациями, если недоиспользование энергетических ресурсов является следствием осуществления мероприятий по энергосбережению.

При реализации российскими организациями совместно с российскими и иностранными инвесторами проектов в области энергосбережения Правительство Российской Федерации или уполномоченный им федеральный орган исполнительной власти может выступать в качестве поручителя перед указанными инвесторами в пределах средств, предусмотренных федеральным бюджетом на финансирование мероприятий по энергосбережению.

Глава V. Международное сотрудничество в области энергосбережения

Статья 15. Международное сотрудничество в области энергосбережения

.....

Глава VI. Образование и подготовка кадров. Пропаганда эффективного использования энергетических ресурсов

Статья 16. Образование и подготовка кадров

.....

Статья 17. Информационное обеспечение энергосбережения

.....

Глава VII. Ответственность за нарушение положений настоящего Федерального закона

Статья 18. Ответственность за нарушение положений настоящего Федерального закона

Лица, виновные в нарушении положений настоящего Федерального закона, несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Глава VIII. Заключительные положения

Статья 19. Вступление в силу настоящего Федерального закона

Настоящий Федеральный закон вступает в силу со дня его официального опубликования.

Нормативные правовые акты, действующие на территории Российской Федерации, до приведения их в соответствие с настоящим Федеральным законом применяются в части, не противоречащей настоящему Федеральному закону.

Президент
Российской Федерации
Б. ЕЛЬЦИН.
Москва, Кремль.
3 апреля 1996 года. № 28-ФЗ

Как явствует из содержания статей закона, он носит рамочный характер, а для конкретизации ориентиров энергосберегающей политики и механизмов ее реализации необходимы подзаконные акты. Поскольку таких актов практически не последовало, то для повышения его действенности в 2002 г. предложен проект Федерального закона «О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон “Об энергосбережении”».

Из основных положений проекта закона следует обратить внимание в первую очередь на те, которые впервые на законодательном уровне предлагают регулировать отношения в области повышения энергоэффективности в бюджетной сфере. Ниже приведены основные положения проекта закона, прокомментированные сотрудниками Центра по эффективному использованию энергии [11].

Дополнительно к терминам законодательно вводится понятие лимитирования энергопотребления: «Лимитирование энергопотребления — система мер государственного регулирования потребления энергетических ресурсов, формируемая в рамках действующего законодательства на основе нормативов, представляющая собой устанавливаемую в натуральном и стоимостном выражении предельную величину энергопотребления, направленная на снижение энергопотребления и (или) ликвидацию непроизводительного расхода энергетических ресурсов».

В проекте закона указано, что лимитированию потребления энергетических ресурсов подлежат организации, финансируемые из бюджетов всех уровней, а также организации, включенные органами исполнительной власти в перечень льготных потребителей энергетических ресурсов.

В перечень организаций, подлежащих обязательным энергетическим обследованиям, дополнительно включены «организации, финансируемые из бюджетов всех уровней... независимо от объема потребления энергетических ресурсов».

Каждая организация-потребитель энергоресурсов должна будет иметь энергетический паспорт, составленный по форме, устанавливаемой органами Госэнергонадзора. Результаты обследований являются основанием для разработки мероприятий по энергосбережению и энергетических паспортов организаций-потребителей. Порядок и сроки проведения энергетических обследований определяются органами Госэнергонадзора.

Проекты нового строительства и реконструкции должны проходить обязательную энергетическую экспертизу с целью оценки эффективности использования энергетических ресурсов.

Изменено изложение статьи по учету энергоносителей: «Весь объем добываемых, производимых, перерабатываемых, транспортируемых, хранимых и потребляемых энергетических ресурсов подлежит обязательному учету и контролю. Очередность и права оснащения организаций приборами для учета

и контроля расхода энергетических ресурсов, а также правила пользования электрической и тепловой энергией, природным и сжиженным газом, продуктами нефтепереработки и твердым топливом устанавливаются в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации.

Учет потребляемых энергетических ресурсов осуществляется в соответствии с установленными государственными стандартами и нормами точности измерений».

В проект закона впервые предложено ввести новую, глава IV, «Энергосбережение в бюджетной сфере», которая состоит из трех статей.

Статья 17. Общие положения

Требования настоящей главы распространяются на организации, финансируемые полностью или частично за счет средств федерального бюджета, бюджетов субъектов Российской Федерации, бюджетов муниципальных образований.

Статья 18. Особенности государственного регулирования и управления энергопотреблением в бюджетной сфере

Особенности государственного регулирования и управления энергопотреблением в бюджетной сфере направлены на достижение максимальной энергетической эффективности при использовании энергетических ресурсов и заключаются в: установлении лимитов потребления энергетических ресурсов организациями бюджетной сферы и потребителями, которым установлены льготные тарифы (цены); проведении обязательных энергетических обследований бюджетных организаций — бюджетополучателей; обязательности разработки и реализации федеральной, региональных, муниципальных и отраслевых программ энергосбережения; установлении бюджетным учреждениям заданий по экономии энергетических ресурсов в составе программ по энергосбережению; обязательности инвестирования проектов энергосбережения, связанных с выполнением заданий по экономии энергетических ресурсов в бюджетной сфере, из средств соответствующих бюджетов; разработке и применении финансовых механизмов, включающих в себя использование средств соответствующих бюджетов на энергосбережение, учете при установлении тарифов на энергетические ресурсы экономически обоснованных затрат потребителей на энергосбережение, реализации стоимости фактически сэкономленных энергетических ресурсов в инвестиции для энергосбережения, привлечении средств населения и инвесторов; приоритетном стимулировании предприятий и организаций — бюджетополучателей в целях достижения максимальной энергетической эффективности.

Нормативные акты, обеспечивающие реализацию положений настоящей статьи, разрабатываются на федеральном уровне Правительством Российской Федерации, в субъектах Российской Федерации

и муниципальных образованиях — соответствующими органами государственной власти в 6-месячный срок после вступления в силу настоящего Федерального закона.

Эта статья проекта законодательно устанавливает обязательные направления реализации политики повышения энергоэффективности, включая требование формирования системы стимулирования деятельности по энергосбережению. Она оставляет за субъектами Российской Федерации и муниципальными образованияами право разработки нормативных актов, обеспечивающих реализацию требований данной статьи.

Статья 19. Лимитирование потребления энергетических ресурсов в бюджетной сфере

Бюджетным организациям, финансируемым из бюджетов всех уровней, устанавливаются лимиты потребления энергетических ресурсов в натуральном и стоимостном выражении. Лимиты потребления энергетических ресурсов в натуральном выражении должны соответствовать лимитам в стоимостном выражении.

Правила определения лимитов потребления энергетических ресурсов для учреждений, финансируемых из бюджетов субъектов Российской Федерации, и учреждений, финансируемых из бюджетов муниципальных образований, устанавливаются соответствующими органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и местного самоуправления с участием органов, осуществляющих государственный надзор за эффективным использованием энергетических ресурсов, в 6-месячный срок после вступления в силу настоящего Федерального закона.

При расчетах величины лимитов потребления энергетических ресурсов используются данные энергетических паспортов и топливно-энергетические балансы.

Проект закона устанавливает необходимость выделения на безвозмездной основе бюджетных средств на программы повышения энергоэффективности в бюджетной сфере, но не ограничивают источники финансирования только бюджетным каналом. Существуют еще несколько каналов: фонды энергосбережения или консолидируемые средства энергосбережения; часть экологических фондов и кредиты российских и иностранных инвесторов. В проекте закона специально описаны источники формирования фондов энергосбережения всех уровней — от федерального до муниципального.

В проекте закона также показана одна из возможных схем фиксации и аккумуляции энергосберегающего эффекта: федеральные органы исполнительной власти сохраняют подведомственным организациям и предприятиям бюджетной сферы при проведении ими мероприятий и программ по энергосбережению базовый уровень объема финансирования потребления энергетических ресурсов на период, превышающий на 1 год срок окупаемости затрат на энергосбережение.

1.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ СТРАНЫ ДО 2010 Г. И НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2020 Г.

Для устойчивого обеспечения населения и экономики страны энергоносителями, повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов и создания необходимых условий для перевода экономики страны на энергосберегающий путь развития, создания надежной сырьевой базы и обеспечения устойчивого развития топливно-энергетического комплекса в условиях формирования рыночных отношений, уменьшения негативного воздействия ТЭК на окружающую среду, поддержания экспортного потенциала ТЭК и расширение экспорта его продукции, сохранения энергетической независимости России, обеспечения энергетической безопасности Российской Федерации разработана и реализуется энергетическая стратегия страны, одобренная Правительством Российской Федерации в ноябре 2000 года.

«Энергетическая стратегия» — основной документ, содержащий систему научно обоснованных утверждений о приоритетах долгосрочной энергетической политики государства и механизмах ее реализации [12].

В «Стратегии» изложена структурная политика в сфере энергообеспечения, направленная на совершенствование как структуры производства, передачи и потребления энергоресурсов (топливно-энергетических балансов страны и ее регионов), так и организационных структур (субъектов) энергетического сектора. Согласно [12] структурная политика предусматривает продолжение структурной перестройки отраслей ТЭК и совершенствование структуры топливно-энергетического баланса в части его диверсификации; стабилизацию объемов потребления природного газа и рост потребления угля в электроэнергетике; снижение издержек производства в энергетическом секторе; оптимизацию использования имеющегося производственного потенциала; ликвидацию убыточности предприятий и рост рентабельности остальных; проведение реформы жилищно-коммунального сектора с повышением эффективности потребления топлива и энергии в нем за рассматриваемый период не менее чем вдвое; интенсификацию освоения местных энергоресурсов (гидроэнергии, торфа, мелких месторождений углеводородов и др.) и кратное увеличение использования возобновляемых источников энергии (ветровой, геотермальной, солнечной энергии, биоресурсов и др.).

Содержание этого документа включает такие разделы, как «Предисловие», «Государственная экономическая политика и энергетическая стратегия России на период до 2020 года», «Цели и приоритеты энергетической стратегии России. Средства и этапы ее реа-

лизации», «Энергетическая безопасность России», «Структурная политика», «Энергоэффективность и энергоемкость. Формирование перспективного спроса на энергоресурсы», «Территориально-производственная политика. Стратегия развития отраслей топливно-энергетического комплекса», «Государственная энергетическая политика. Условия и механизмы ее реализации», «Региональная энергетическая политика», «Научно-техническая и экологическая политика», «Международная деятельность и внешняя политика в области развития энергетики», «Система мониторинга энергетической стратегии России».

В предисловии дан краткий анализ итогов реализации «Энергетической стратегии», принятой в 1995 г., и обосновывается необходимость разработки новой ее редакции. Последнее обуславливается изменившимися экономическими и политическими условиями, низкой энергоэффективностью экономики, масштабным негативным воздействием энергетического сектора на состояние окружающей природной среды, возрастающей ролью ТЭК в обеспечении единства экономического пространства, глобализацией энергетических рынков, требованием сохранения энергетической безопасности и независимости России.

Рассматриваемая «Энергетическая стратегия» исходит из того, что за период 2001–2020 гг. при благоприятных внешних и внутренних условиях развития объем ВВП России возрастет по сравнению с уровнем 1998 г. в 3,0–3,15 раза, продукция промышленности и строительства — в 3,2–3,9 раза, продукция сельского хозяйства — в 2,1–2,2 раза, инвестиции в основной капитал — в 4–5 раз. Реальные доходы населения возрастут более чем в 3 раза*.

В эти годы будет осуществлен переход от преимущественно сырьевой экспортной специализации российской экономики, базирующейся на вывозе за рубеж минерального сырья, к специализации, основанной на создании качественно нового потенциала страны, базирующегося на производстве широкого круга продукции высоких стадий обработки в основных комплексах: машиностроительном, агропромышленном, лесохозяйственном и военно-промышленном.

При этом предполагается, что в 2004–2010 гг. основные усилия и ресурсы должны быть направлены на ускоренное обновление материально-технической базы экономики, повышение эффективности и, как следствие, конкурентоспособности производства. В последующее десятилетие будет обеспечено возрастание удельного веса перерабатывающего и потребительского секторов экономики, постоянное обновление и быстрое внедрение передовых технологий, увеличение выпуска высокотехнологичной наукоемкой

* Кроме того, в «Энергетической стратегии» России рассмотрен вариант развития экономики в неблагоприятных условиях с более низкими значениями перспективных макроэкономических параметров. На различные варианты социально-экономического развития проведен и весь цикл расчетов по топливно-энергетическому сектору национальной экономики.

продукции, бурное развитие информатики и телекоммуникаций, совершенствование системы организации и управления всеми отраслями жизнедеятельности человека.

В разделе «Цели и приоритеты энергетической стратегии России» постулируется, что высшим приоритетом энергетической стратегии России на период до 2020 г. является максимально эффективное использование природных топливно-энергетических ресурсов и имеющегося научно-технического и экономического потенциала ТЭК для повышения качества жизни населения страны; обеспечение взаимодействия энергетического сектора с экономикой страны; обеспечение энергетической безопасности России; повышение эффективности использования энергии на основе энергосберегающих технологий и оптимизации структуры энергогенерирующих мощностей при одновременном росте энерговооруженности экономики, труда и быта населения страны; обеспечение устойчивого, более низкого уровня внутренних цен и тарифов на топливо и энергию относительно цен мировых рынков; формирование механизмов государственного воздействия на функционирование энергетического сектора.

Основным механизмом достижения целей и задач энергетической стратегии России является система нормативно-правовых актов, реализуемая соответствующими органами власти.

К числу основных задач энергетики страны относится обеспечение энергетической безопасности России. В разделе «Энергетическая безопасность России» сформулированы факторы, характеризующие это понятие: способность ТЭК обеспечивать экономически обоснованный внутренний и экспортный спрос достаточным количеством энергоносителей соответствующего качества; способность потребительского сектора экономики рационально использовать энергоресурсы, предотвращая тем самым нерациональные затраты общества на свое энергообеспечение, дефицитность топливно-энергетического баланса; устойчивость энергетического сектора к внешним экономическим и политическим, техногенным и природным угрозам.

В «Стратегии» приводится комплекс приоритетных мер, включающих превентивные, направленные на снижение возможностей возникновения и реализации угроз, а также снижающие восприимчивость систем топливо- и энергоснабжения к таким угрозам, и ликвидационные, обеспечивающие ликвидацию последствий чрезвычайных ситуаций и восстановление условий топливо- и энергоснабжения потребителей.

Структурная политика в сфере энергообеспечения, которой в «Стратегии» посвящен специальный раздел, предусматривает следующее: продолжение структурной перестройки отраслей ТЭК и совершенствование структуры топливно-энергетического баланса в части его диверсификации; стабилизацию объемов потребления природного газа и рост потре-

бления угля в электроэнергетике; снижение издержек производства в энергетическом секторе; опережающее развитие электрификации; проведение реформы жилищно-коммунального сектора с повышением эффективности потребления топлива и энергии в нем за рассматриваемый период не менее чем вдвое; совершенствование структуры электроэнергетики, в том числе за счет опережающего развития атомных электростанций, крупных парогазовых установок, широкого использования газотурбинного оборудования на ТЭЦ развития «малой» и нетрадиционной энергетики.

Наибольший интерес с точки зрения рационального использования энергоресурсов представляет раздел «Энергоэффективность и энергоемкость. Формирование перспективного спроса на энергоресурсы».

Приведенная динамика годового энергопотребления (см. рис. 1.1.1) подчеркивает, что хотя Россия и обладает значительным потенциалом организационного и технологического энергосбережения (~ 410 млн т у. т. на уровне 2020 г.), однако этого недостаточно для обеспечения прогнозных темпов развития экономики.

Выходом из такого положения становится структурная перестройка экономики (стимулирование развития менее энергоемких отраслей промышленности), на долю которой предусматривается до 60 % объемов необходимой экономии энергоресурсов.

Реализация освоенных в отечественной и мировой практике организационных и технологических мер по экономии энергоресурсов способна уменьшить современный их расход в стране на 40÷48 %. Около трети этого потенциала экономии имеют отрасли ТЭК, другая треть сосредоточена в остальных отраслях промышленности и в строительстве, свыше четверти — в коммунально-бытовом секторе, 6–7 % — на транспорте и 3 % — в сельском хозяйстве. Как показывают экспертные оценки, приведенные в «Стратегии», примерно 20 % потенциала энергосбережения или 70–85 млн т у. т. в год можно реализовать при затратах до 15 долл. за 1 т у. т., т. е. уже при действующих в стране ценах котельно-печного топлива. Наиболее дорогие мероприятия (стоимостью свыше 60 долл. за 1 т у. т.) составляют около 15 % потенциала энергосбережения.

Реализация мероприятий стоимостью от 15 до 60 долл. за 1 т у. т., обеспечивающих оставшиеся две трети потенциала энергосбережения (220–280 млн т у. т. в год), которые сопоставимы с расчетным объемом структурной экономии энергоресурсов, требует значительных целевых инвестиций: от 7 до 17 млрд долл. в период до 2010 г. и от 25 до 50 млрд долл. в последующее десятилетие.

Следует обратить внимание на то, что энергетической стратегией предусматривается рационализация структуры топливно-энергетического баланса страны. За предстоящее двадцатилетие при общем росте энергопотребления на 13÷35 %, потребление природного газа возрастет на 9÷19 %, нефтепродуктов — на 9÷37 %, тогда как угля — на 21÷54 %, а электро-

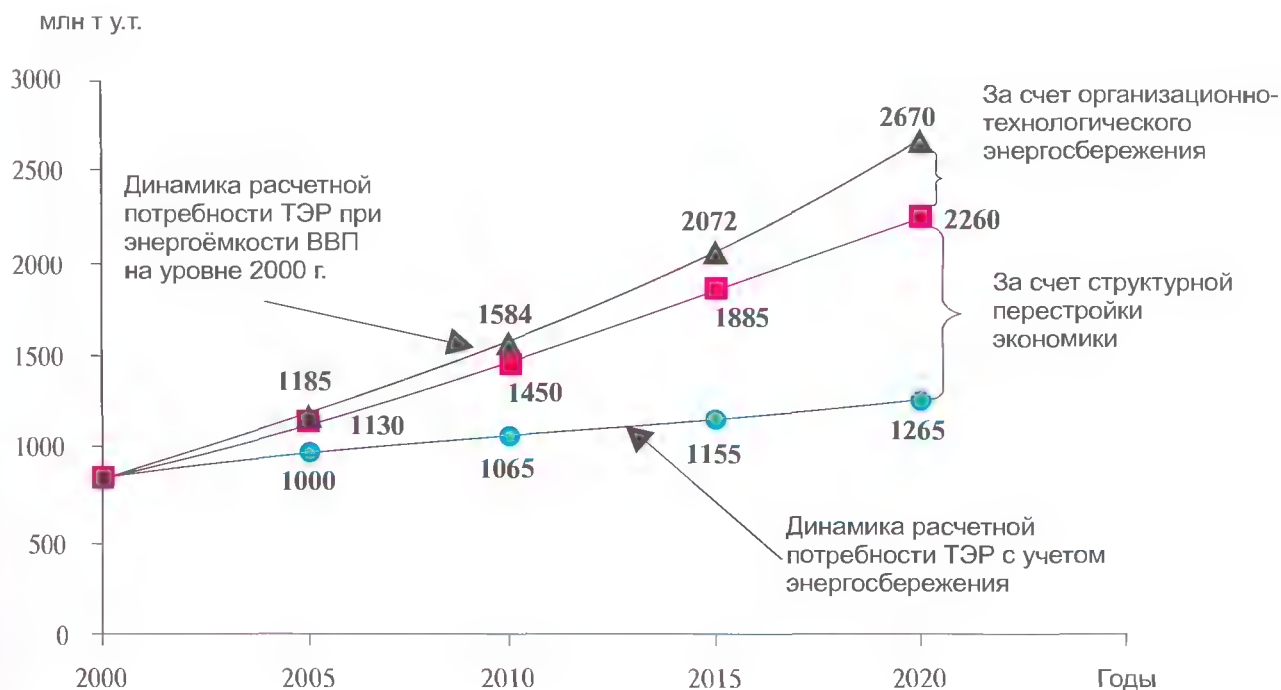


Рис. 1.1.1. Динамика расчетной потребности ТЭР

энергии, выработанной на АЭС, — в $1,8 \div 2,6$ раза. В результате доля газа в структуре потребления первичных энергоресурсов снизится с 48 % в 2000 году до $42 \div 45$ % в 2020 г.; удельный вес нефти в течение всего перспективного периода будет практически стабильным ($22 \div 23$ %); практически стабилизируется, увеличившись с 20 % в 2000 г. до 22 % в 2010 г., удельный вес угля (2020 г. — $21 \div 23$ %) при росте доли электроэнергии АЭС (до $5,7 \div 6,0$ % к 2020 г.) и нетрадиционных возобновляемых энергоресурсов (до $1,1 \div 1,6$ %). При этом приоритетные направления использования природного газа — на нетопливные цели (производство минеральных удобрений, сырья для газохимии и пр.), энергоснабжение коммунально-бытового сектора, включая теплоэлектроцентрали, и в качестве моторного топлива на транспорте; нефти — на обеспечение потребностей в моторных топливах и сырье для нефтехимии; угля — на выработку электроэнергии и производство кокса, а также топливообеспечение рассредоточенных бытовых потребителей; урана — на выработку электроэнергии и тепла.

К приоритетным направлениям использования газа и нефти в период до 2010–2012 гг. отнесен также их экспорт как основной источник валютных поступлений в страну.

Вопросы перспектив развития отраслей ТЭК, изложенные в последующих разделах «Стратегии», позволяют представить направленность энергообеспечения в различных регионах страны, что может по-

влиять на стратегию развития энергоснабжения отдельных промышленных предприятий.

В «Стратегии» указано, что основным нефтедобывающим районом России на всю рассматриваемую перспективу останется Западная Сибирь, хотя ее доля к 2020 г. и снизится до $58 \div 55$ % против 68 % в настоящее время. После 2010 г. масштабная добыча нефти начнется в Тимано-Печорской провинции, на шельфе Каспийского и северных морей, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Расчеты показывают, что уровни добычи нефти в России могут составить в 2010 г. и 2020 г. соответственно до 335 и 360 млн т. Уровни добычи газа могут составить в 2010 г. и в 2020 г. 655 и 700 млрд м³ соответственно. Основным газодобывающим районом страны на всю рассматриваемую перспективу, подчеркивается в «Стратегии», остается Надым-Пур-Тазовский район Западной Сибири, хотя его доля и снизится к 2020 г. примерно до $64 \div 60$ % против 87 % в настоящее время.

Цены на природный газ предполагается увеличить к 2005 г. (без учета инфляции) в $3,5 \div 4$ раза по сравнению с ценами начала 2004 г.

В соответствии с оптимальной структурой топливно-энергетического баланса, принятого в «Энергетической стратегии России», востребованные объемы добычи угля по стране составят до 335 млн т в 2010 г. и до 430 млн в 2020 г., цены на уголь в период 2001–2010 гг. будут изменяться более медленными темпами, чем цены на нефть и газ, а в период 2011–2020 гг. за

Прогноз развития энергетического сектора России

Показатели	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Производство первичных энергоресурсов — всего, млн т у. т., в том числе:	1417	<u>1430</u> 1500	<u>1455</u> 1575	<u>1500</u> 1660	<u>1525</u> 1740
нефть и конденсат, млн т	323	<u>308</u> 327	<u>305</u> 335	<u>305</u> 345	<u>305</u> 360
природный и попутный газ, млрд м ³	584	<u>580</u> 600	<u>615</u> 655	<u>640</u> 690	<u>660</u> 700
уголь, млн т	258	<u>270</u> 300	<u>290</u> 335	<u>320</u> 370	<u>340</u> 430
атомная энергия, млрд кВт·ч	131	<u>155</u> 175	<u>190</u> 205	<u>210</u> 260	<u>235</u> 340
гидроэнергия, млрд кВт·ч	165	<u>165</u> 170	<u>170</u> 177	<u>180</u> 190	<u>190</u> 200
нетрадиционные возобновляемые энергоресурсы, млн т у. т.	1	3–4	5–7	8–12	12–20
Суммарное производство электроэнергии, млрд кВт·ч	876	<u>970</u> 1020	<u>1055</u> 1180	<u>1135</u> 1370	<u>1240</u> 1620
Объем переработки нефти, млн т	174	<u>175</u> 185	<u>185</u> 200	<u>190</u> 220	<u>200</u> 225
Суммарное производство теплотенергии, млн Гкал	2060	<u>2120</u> 2185	<u>2200</u> 2315	<u>2300</u> 2470	<u>2420</u> 2650

Примечание. В числителе — для пониженного, в знаменателе — для благоприятного варианта развития экономики.

счет широкомасштабного вовлечения в разработку канско-ачинских углей цена на энергетические угли может быть даже снижена (на 10–15 % к уровню 2010 г.).

Атомная энергетика, обладающая потенциально необходимыми качествами для постепенного замещения значительной части традиционной энергетики на ископаемом органическом топливе, рассматривается в «Энергетической стратегии» как важнейшая часть энергетики страны.

«Стратегией» предусматривается доведение установленной мощности атомных станций до 32 ГВт в 2010 г. и до 52,6 ГВт в 2020 г. и продление назначенного срока службы действующих энергоблоков до 40÷50 лет их эксплуатации.

И все же основой электроэнергетики России на всю рассматриваемую перспективу останутся тепловые электростанции, удельный вес которых в структуре установленной мощности отрасли составит к 2010 г. 68 %, а к 2020 г. — 67–70 % (2000 г. — 69 %). Они обеспечат выработку соответственно 69 % и 67–71 % всей электроэнергии в стране (2000 г. — 67 %). Потребление газа на электростанциях в ближайшие 3–5 лет останется практически на существующем уровне. Однако в период до 2020 г. возрастет использование на ТЭС угля (в 1,5÷2,1 раза против уровня 2000 г.).

К числу основных задач электроэнергетики относятся обеспечение качества электроэнергии и снижение удельных расходов на ее выработку, оптимизацию управления работой энергосистем, рост эффективности функционирования и повышение инвестиционной привлекательности коммунальной энергетики.

Самым большим по объему потребляемых энергоресурсов — более 400 млн т у. т. в год или 44 % от общего их потребления в стране является теплоснабжение страны.

Суммарный рост теплопотребления в стране в 2020 г. по сравнению с 2000 г. прогнозируется 1,3÷1,17 раза (до 2650 млн Гкал) со снижением удельной теплоемкости экономики в 2,1÷1,6 раза. При этом доля децентрализованного теплоснабжения вырастет к 2020 г. до 33÷35 %.

В заключение этого раздела «Стратегии» приведен прогноз развития энергетики страны (см. табл. 1.1.1).

В последующих разделах «Стратегии» подчеркивается, что государство усилит прямые и косвенные регулирующие функции в отраслях ТЭК, надзор за рациональным использованием энергоресурсов у потребителей, обеспечит единые для всех участников рынка энергоресурсов правила ценообразования и многоставочные тарифы для потребителей с дифференциацией по режимам потребления.

Для работников промышленности представляет интерес раздел «Региональная энергетическая политика», в котором приведены основные приоритеты по 11 экономическим регионам страны.

Полный текст «Энергетической стратегии» приведен в приложении на CD-диске.

1.4. ФРАГМЕНТЫ ГРАЖДАНСКОГО КОДЕКСА

Извлечения из Гражданского кодекса РФ. Энергоснабжение

Статья 539. Договор энергоснабжения

1. По договору энергоснабжения энергоснабжающая организация обязуется подавать абоненту (потребителю) через присоединенную сеть энергию, а абонент обязуется оплачивать принятую энергию, а также соблюдать предусмотренный договором режим ее потребления, обеспечивать безопасность эксплуатации находящихся в его ведении энергетических сетей и исправность используемых им приборов и оборудования, связанных с потреблением энергии.

2. Договор энергоснабжения заключается с абонентом при наличии у него отвечающего установленным техническим требованиям энергопринимающего устройства, присоединенного к сетям энергоснабжающей организации, и другого необходимого оборудования, а также при обеспечении учета потребления энергии.

Статья 541. Количество энергии

1. Энергоснабжающая организация обязана подавать абоненту энергию через присоединенную сеть в количестве, предусмотренном договором энергоснабжения, и с соблюдением режима подачи, согласованного сторонами. Количество поданной энергоснабжающей организацией и использованной абонентом энергии определяется в соответствии с данными учета о ее фактическом потреблении.

2. Договором энергоснабжения может быть предусмотрено право абонента изменять количество принимаемой им энергии, определенное договором, при условии возмещения им расходов, понесенных энергоснабжающей организацией в связи с обеспечением подачи энергии не в обусловленном договором количестве.

Статья 542. Качество энергии

1. Качество подаваемой энергоснабжающей организацией энергии должно соответствовать требованиям, установленным государственными стандартами и иными обязательными правилами или предусмотренным договором энергоснабжения.

2. В случае нарушения энергоснабжающей организацией требований, предъявляемых к качеству энергии, абонент вправе отказаться от оплаты такой энергии.

При этом энергоснабжающая организация вправе требовать возмещения абонентом стоимости того, что абонент неосновательно сберег вследствие использования этой энергии (пункт 2 статьи 1105).

Статья 543. Обязанности покупателя по содержанию и эксплуатации сетей, приборов и оборудования

1. Абонент обязан обеспечивать надлежащее техническое состояние и безопасность эксплуатируемых энергетических сетей, приборов и оборудования, соблюдать установленный режим потребления энергии, а также немедленно сообщать энергоснабжающей организации об авариях, о пожарах, неисправностях приборов учета энергии и об иных нарушениях, возникающих при пользовании энергией.

3. Требования к техническому состоянию и эксплуатации энергетических сетей, приборов и оборудования, а также порядок осуществления контроля за их соблюдением определяются законом, иными правовыми актами и принятыми в соответствии с ними обязательными правилами.

Статья 544. Оплата энергии

1. Оплата энергии производится за фактически принятое абонентом количество энергии в соответствии с данными учета энергии, если иное не предусмотрено законом, иными правовыми актами или соглашением сторон.

Статья 545. Субабонент

Абонент может передавать энергию, принятую им от энергоснабжающей организации через присоединенную сеть, другому лицу (субабоненту) только с согласия энергоснабжающей организации.

Статья 546. Изменение и расторжение договора энергоснабжения

В случае, когда абонентом по договору энергоснабжения выступает юридическое лицо, энергоснабжающая организация вправе отказаться от исполнения договора в одностороннем порядке по основаниям, предусмотренным статьей 523 настоящего Кодекса, за исключением случаев, установленных законом или иными правовыми актами.

2. Перерыв в подаче, прекращение или ограничение подачи энергии допускаются по соглашению сторон, за исключением случаев, когда удостоверенное органом государственного энергетического надзора неудовлетворительное состояние энергетических установок абонента угрожает аварией или создает угрозу жизни и безопасности граждан. О перерыве в подаче, прекращении или об ограничении подачи энергии энергоснабжающая организация должна предупредить абонента.

3. Перерыв в подаче, прекращение или ограничение подачи энергии без согласования с абонентом и без соответствующего его предупреждения допускаются в случае необходимости принять неотложные

меры по предотвращению или ликвидации аварии в системе энергоснабжающей организации при условии немедленного уведомления абонента об этом.

Статья 547. Ответственность по договору энергоснабжения

1. В случаях неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств по договору энергоснабжения сторона, нарушившая обязательство, обязана возместить причиненный этим реальный ущерб (пункт 2 статьи 15).

2. Если в результате регулирования режима потребления энергии, осуществленного на основании закона или иных правовых актов, допущен перерыв в подаче энергии абоненту, энергоснабжающая организация несет ответственность за неисполнение или ненадлежащее исполнение договорных обязательств при наличии ее вины.

1.5. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЭР С ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ

Согласно Гражданскому кодексу РФ, взаимодействие потребителей ТЭР с энергоснабжающими организациями регламентируется договорами на тепло- и электроснабжение. Ниже приведены наиболее важные, на наш взгляд, фрагменты типового договора.

Приводимые ниже выдержки, поясняющие некоторые аспекты взаимоотношений энергоснабжающих организаций и юридических лиц, потребителей энергии, взяты из «Методических рекомендаций по регулированию отношений между энергосберегающей организацией и потребителем» [6].

Фрагменты основных положений договора теплоснабжения

Раздел 1. Основные положения договора теплоснабжения

1.1. Получение (использование) тепловой энергии осуществляется на основании договора теплоснабжения, заключаемого между энергоснабжающей организацией и абонентом. Право выбора энергоснабжающей организации предоставлено абоненту.

1.2. Если абонент заключает договор теплоснабжения с энергоснабжающей организацией, к сетям которой он непосредственно не присоединен, то он должен также заключить с владельцем сетей, через которые ему подается теплоэнергия, договор на оказание услуг по передаче.

1.3. Если абонент заключает договор теплоснабжения с другим абонентом, к сетям которого он не-

посредственно присоединен, то, по договоренности сторон, с этим абонентом может быть заключен или отдельный договор на оказание услуг по передаче теплоэнергии, или эти условия могут быть отражены в договоре теплоснабжения.

1.4. Договор теплоснабжения должен содержать следующие существенные условия:

а) количество тепловой энергии (устанавливается в договоре с учетом прогнозируемых климатологических данных и технологических нагрузок по каждому расчетному периоду. По соглашению сторон в договоре могут предусматриваться размеры отклонений от оговоренного количества тепловой энергии);

б) количество расходуемых (без возврата на источник теплоты) теплоносителей (устанавливается с учетом величин расхода на горячее водоснабжение, нормируемых утечек в тепловых сетях и теплопотребляющих установках и расхода пара на технологические нужды);

в) показатели качества тепловой энергии, обеспечиваемые энергоснабжающей организацией:

■ по тепловой энергии, отпускаемой с паром, — температура и давление пара на границе эксплуатационной ответственности;

■ по тепловой энергии, отпускаемой с сетевой водой, — температура сетевой воды в подающем трубопроводе в соответствии с температурным графиком, минимальный перепад давлений между подающим и обратным трубопроводом и предельное значение давления в обратном трубопроводе на границе эксплуатационной ответственности;

г) показатели качества подаваемых теплоносителей:

■ для пара — физико-химические показатели, установленные действующими «Методическими рекомендациями технической эксплуатации электрических станций и сетей». При необходимости может быть установлена величина предельной влажности пара;

■ для сетевой воды — физико-химические показатели, установленные действующими правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей и действующим ГОСТ «Вода питьевая» (при открытой системе теплоснабжения). В открытых системах теплоснабжения к показателям качества относится также минимальная температура сетевой воды в подающем трубопроводе на границе эксплуатационной ответственности;

д) показатели качества возвращаемых абонентом теплоносителей, в том числе показатели качества конденсата и сетевой воды;

е) режимные и технологические показатели:

■ величины максимальных и минимальных давлений теплоносителей (пара, сетевой воды);

■ величины максимальных и минимальных температур пара;

- величины минимальных температур сетевой воды в подающих трубопроводах в зависимости от температуры наружного воздуха;
 - величина максимального расхода теплоносителей (пара, горячей воды);
 - величина минимального расхода пара;
 - величины максимального и среднего часового потребления сетевой воды на нужды бытового и технологического горячего водоснабжения;
 - минимальный перепад температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах или максимальные значения температуры воды в обратном трубопроводе;
 - размеры нормированных потерь теплоносителей у абонента;
 - доля возврата конденсата от количества принятого пара;
- ж) порядок и форма расчетов за тепловую энергию и теплоносители;
- з) порядок расчетов за использованную тепловую мощность (при использовании тарифов с мощностной ставкой);
- и) условия и порядок ограничения абонентов при дефиците мощности теплоисточников и пропускной способности сетей;
- к) порядок коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителей;
- л) порядок пересмотра договорных величин.

1.5. Договор теплоснабжения должен включать следующие обязательные данные:

- а) полное наименование энергоснабжающей организации и абонента;
- б) место и дату заключения договора;
- в) разрешенную и установленную (присоединенную) мощность;
- г) источники тепла и питающие тепловые сети;
- д) почтовые и банковские реквизиты сторон;
- е) подписи ответственных лиц, заверенные печатями.

1.6. Неотъемлемыми частями договора теплоснабжения являются:

- а) акт разграничения балансовой принадлежности теплоустановок и эксплуатационной ответственности сторон;
- б) сведения о приборах коммерческого учета потребления тепловой энергии;
- в) сведения по субабонентам (иным абонентам, присоединенным к сетям заключающего договор абонента);
- г) схема теплоснабжения абонента.

Раздел 3. Расчеты за тепловую энергию

3.1. Расчеты за тепловую энергию, полученную абонентом от теплоснабжающей организации, производятся в порядке, установленном иными правовыми актами, правовыми актами федеральных органов

исполнительной власти или договором по тарифам, утвержденным в соответствии с Федеральным законом «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 16, ст. 1316).

3.2. При расчетах могут применяться одноставочные, двухставочные (со ставкой за мощность) и многоставочные (со ставкой за мощность, ставкой за расход и количество теплоносителя и др.), дифференцированные по времени (сезонные), по виду теплоносителя (пар, горячая вода), по параметрам пара (температуре и давлению), по объемам теплоснабжения, по числу часов использования максимума нагрузки и другие формы тарифов. Конкретные виды тарифов рассчитываются в соответствии с действующими нормативными документами и утверждаются региональной энергетической комиссией в установленном порядке.

Право выбора вида тарифа предоставляется абоненту при наличии у него соответствующих приборов или систем учета потребления тепловой энергии.

3.3. Контроль соответствия применяемых в договорах между энергоснабжающей организацией и абонентами тарифов и систем измерения и учета тепловой энергии осуществляют органы Государственного энергетического надзора.

3.4. Расчеты за тепловую энергию, отпускаемую энергоснабжающей организацией абоненту, имеющему собственные генерирующие мощности, производятся на общих основаниях по установленному для соответствующей группы абонентов тарифу.

3.5. Расчеты за тепловую энергию, отпускаемую с паром, и возвращаемый конденсат:

а) расчеты ведутся отдельно за свежий (острый) и отборный пар (при отпуске свежего и редуцированного пара вместо отборного, предусмотренного договором, расчеты с ним производятся по тарифу для отборного пара);

б) количество тепловой энергии, возвращаемой абонентом с конденсатом, определяется фактическим измерением возвращаемого конденсата на источнике тепла или у потребителей;

в) количество и качество конденсата, которое абонент должен возвращать на источник теплоты, устанавливаются энергоснабжающей организацией и совместно с абонентом в соответствии с проектными данными систем теплоснабжения, пароконденсатным балансом абонента и оговаривается сторонами в договоре теплоснабжения.

3.6. Абонент оплачивает все количество потребленной тепловой энергии, включая содержащееся в невозвращенном в тепловую сеть теплоносителем.

3.7. Абонент оплачивает все количество сетевой воды, которую абонент не возвратил в тепловую сеть энергоснабжающей организации, по ценам (тарифам), которые определяются по стоимости исходной

воды и ее химической очистке и устанавливаются соглашением сторон, а при наличии разногласий — по решению регулирующих органов.

3.8. В случае превышения более чем на 3 % от договорной величины температуры сетевой воды, возвращаемой в тепловую сеть энергоснабжающей организации, и поддержания ею температуры в подающем трубопроводе в соответствии с договором ($\pm 3\%$) определение количества тепловой энергии производится по температурному графику, приложенному к договору.

3.9. При отсутствии у абонентов средств измерений, регистрирующих температуры сетевой воды в подающем и в обратном трубопроводах, средние за расчетный период температуры в этих трубопроводах определяются по температурному графику, приложенному к договору, или, с согласия абонента, по температурам в подающем и обратном трубопроводах на источнике теплоты.

3.10. Количество отпускаемой тепловой энергии и теплоносителя, тепловая нагрузка (мощность) и максимальные часовые расходы теплоносителей на обогрев зданий и сооружений, указываемые в договоре, определяются в зависимости от планируемой (прогнозируемой) среднемесячной температуры наружного воздуха.

В случае если фактическая среднемесячная температура наружного воздуха будет ниже планируемой (прогнозируемой), то увеличение против договорной величины потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию объектов жилого сектора, производственных цехов и объектов соцкультбыта не считается перерасходом, при условии непревышения расхода сетевой воды в подающем трубопроводе, указанного в договоре.

3.11. В случаях перерывов в подаче тепловой энергии (теплоносителя) по вине энергоснабжающей организации она возмещает абоненту убытки в порядке, установленном действующим законодательством и договором теплоснабжения.

Время перерывов в подаче тепловой энергии (теплоносителя) определяется по показаниям регистрирующих приборов на границе эксплуатационной ответственности, а при неисправности или временном отсутствии указанных приборов — по фактическим записям в оперативных журналах энергоснабжающей организации и абонента о начале и конце перерыва в подаче тепловой энергии.

3.12. Количество неотпущенной абоненту тепловой энергии, используемой на технологические нужды, определяется по приборам учета как разность между среднесуточным потреблением тепловой энергии в день, предшествующий ограничению, и фактическим потреблением за те сутки, в которые имел место недоотпуск тепловой энергии абоненту.

Количество неотпущенной абоненту тепловой энергии, используемой на отопительно-вентиляционные нужды, определяется как разность между расчетным и фактическим количеством отпущенной тепловой энергии. При этом за расчетную величину принимается количество тепловой энергии, которое мог бы израсходовать абонент за данные сутки с учетом фактической температуры наружного воздуха.

3.13. Для абонентов, не имеющих средств измерений для коммерческого учета тепловой энергии и (или) теплоносителей, количество неотпущенной тепловой энергии определяется расчетным путем по согласованию сторон.

3.14. При обнаружении неправильных показаний коммерческих средств учета и систем измерения энергоснабжающая организация производит расчет расхода тепловой энергии и теплоносителя как для абонента, временно не имеющего приборного учета с начала расчетного периода, но не менее чем было при работающем теплосчетчике.

3.15. Определение подлежащих оплате объемов потребленной тепловой энергии и использованных теплоносителей производится по данным узла коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителей, укомплектованного в соответствии с «Правилами учета тепловой энергии и теплоносителей», утвержденными Министерством топлива и энергетики Российской Федерации.

При неполной комплектации узла коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителей средствами или системами неизмеряемые (нерегистрируемые) параметры определяются из теплового, пароконденсатного или водного балансов, а также по параметрам, приведенным в договоре теплоснабжения.

По соглашению между энергоснабжающей организацией и абонентом допускается использовать результаты измерений, выполняемых на узле коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителей источника теплоты или центрального теплового пункта. При этом потери тепловой энергии и теплоносителей до границы эксплуатационной ответственности определяются расчетом.

3.16. При отсутствии на коммерческом узле учета тепловой энергии и теплоносителей абонента средства измерения, регистрирующего температуру сетевой воды в обратном трубопроводе, энергоснабжающая организация имеет право контролировать эту температуру показывающими или переносными средствами измерений, аттестованными в установленном порядке.

3.17. При отсутствии у абонента средств и систем измерений все необходимые данные принимаются из теплового, пароконденсатного или водного балансов, а также по данным, приведенным в договоре на теплоснабжение или измеренным на узле коммерческого учета энергии и теплоносителей источника теплоты

с расчетом потерь тепловой энергии и теплоносителей до границы раздела эксплуатационной ответственности. Перечень используемых для расчета показателей и источники информации о них устанавливаются в договоре теплоснабжения.

3.18. Если у абонента, использующего пар, отсутствуют или неисправны средства измерений на узлах коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителей, определение потребления тепловой энергии и теплоносителей осуществляется расчетным путем на основе пароконденсатного баланса. Перечень используемых для расчета показателей и источники информации о них устанавливаются в договоре теплоснабжения.

3.19. Потери тепловой энергии в сетях от границы балансовой принадлежности до места установки расчетных приборов учета относятся на владельца сетей. Порядок определения и величина потерь устанавливаются в договоре.

Потери тепловой энергии в сети абонента — владельца тепловых сетей, связанные с передачей тепловой энергии другим абонентам, относятся на счет указанного абонента пропорционально доле их потребления.

3.20. При передаче тепловой энергии от энергоснабжающей организации транзитом через сети иного владельца потери тепловой энергии в границах этих сетей, пропорциональные величине транзита, относятся на энергоснабжающую организацию.

...

4.1. Разногласия сторон по техническим вопросам договора теплоснабжения могут рассматриваться управлениями Государственного энергетического надзора в субъектах Российской Федерации, либо региональными управлениями Государственного энергетического надзора, либо Госэнергонадзором Министерства энергетики Российской Федерации, выбираемыми по соглашению сторон.

4.2. В случае если стороны не пришли к соглашению по возникшим разногласиям при заключении договора теплоснабжения, абонент вправе в 30-дневный срок, исчисляемый с момента получения извещения энергоснабжающей организации о непринятии предложенных абонентом условий, передать их на рассмотрение арбитражного суда, если иной срок не согласован сторонами.

...

5.3. Энергоснабжающая организация несет ответственность за бесперебойное и качественное теплоснабжение абонентов в соответствии с требованиями, установленными законодательством, иными правовыми актами и настоящими «Методическими рекомендациями».

...

6.2. Абонент имеет право:

а) вносить в течение действия договора предложения по изменению договорных величин тепловой нагрузки (мощности), максимальных часовых расходов теплоносителей, потребления тепловой энергии и теплоносителей в порядке и в сроки, установленные договором;

б) требовать проверки приборов коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителей, принадлежащих энергоснабжающей организации, и замены при обнаружении их неисправности;

в) требовать отключения своих тепловых сетей от сетей энергии со снабжающей организации для проведения неотложных работ;

г) обращаться в энергоснабжающую организацию за разъяснением вопросов, связанных с режимами отпуска тепловой энергии и теплоносителей, а также расчетов за них;

д) оплачивать при получении тепловой энергии пониженного качества объем поставленной некачественной энергии по соразмерно уменьшенной цене, установленной сторонами в договоре (абонент не утрачивает при этом права возмещения реального ущерба за ненадлежащее выполнение условий договора в соответствии с действующим законодательством);

е) требовать от энергоснабжающей организации решения технических и экономических вопросов, связанных с теплоснабжением присоединенных к его сетям других абонентов, в случае невозможности со стороны абонента обеспечить их надежное энергоснабжение;

ж) требовать от энергоснабжающей организации при наличии ее вины выплаты неустойки, если она предусмотрена сторонами в договоре, за недоотпуск договорного объема тепловой энергии. При этом возмещение реального ущерба производится в части, не покрытой неустойкой;

з) присоединять к своим тепловым сетям при согласовании с энергоснабжающей организацией других абонентов в пределах разрешенной тепловой мощности.

6.3. За несоблюдение условий договора теплоснабжения абонент несет ответственность, установленную законодательством, иными правовыми актами, настоящими «Методическими рекомендациями» и договором.

Более полные извлечения из [6] представлены на CD-диске.

Рассмотрим некоторые нормативно-правовые аспекты договора энергоснабжения, изложенные в бюллетене АСЭМ «Энергоменеджер» (№ 16, 1999 г.).

Действующие договоры на энергоснабжение, как правило, демонстрируют диктат со стороны энергоснабжающей организации.

Договоры, например на теплоснабжение, содержат права и обязанности сторон, порядок расчета объемов потребленной тепловой энергии, а также порядок оплаты за потребленные ресурсы и ответственность сторон. Однако в договорах теплоснабжения не определены параметры качества поставки тепла, температурный график поставки тепла, параметры, определяющие расход теплоносителя. Единственным показателем качества поставки тепла, которое обеспечивает теплоснабжающая организация, является соответствие температуры теплоносителя «установленному графику», причем сам график предметом договора не является. Договор не обуславливает ответственность теплоснабжающей организации за обеспечение потока теплоносителя заданных параметров, необходимых для нормального теплоснабжения того или иного здания. При этом договор дает расширенные права теплоснабжающей организации по ограничению или отключению потребителей от источника тепла.

Договор не содержит пунктов, определяющих ответственность теплоснабжающей организации за некачественную поставку тепловой энергии.

Энергоснабжающая организация может бесконтрольно предъявлять потребителям, не имеющим приборов учета, расчеты по теплу в размерах от величины, рассчитанной в соответствии с фактической среднемесячной температурой наружного воздуха, до величины, рассчитанной по фактическому перепаду температур теплоносителя на коллекторах источника тепла. Все сверхнормативные потери тепла в тепловых сетях (до 20 %) списываются также на потребителей, не имеющих приборов учета тепла. При этом для большинства участков тепловых сетей отсутствуют нормы потерь, которые должны определяться тепловыми испытаниями, проводящимися энергоснабжающей организацией 1 раз в 5 лет.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации» теплоснабжающие организации должны ежегодно разрабатывать гидравлические режимы тепловых сетей и мероприятия по регулированию расхода теплоносителя у потребителей. Эта важная норма также сегодня не выполняется, в результате чего потребитель может недополучать до 40 % нормируемого теплоносителя. При учете еще и низкого качества теплоносителя (снижение его температуры и перепадов давлений) многие потребители могут недополучать до 60 % тепловой энергии.

Следует обратить внимание на то, что договор освобождает теплоснабжающую организацию от всякой ответственности за качество поставки тепла при «наличии задолженности за теплопотребление», а также «при наличии неправильных действий персонала

абонента или обслуживающей его организации». На основании вышеизложенного теплоснабжающая организация имеет возможность отклонять всякие претензии по качеству поставляемых ресурсов. При этом ответственность потребителей тепла предусмотрена в полной мере. Например, потребление тепловой энергии и теплоносителя сверх установленных в договоре максимальных нагрузок оплачивается в пятикратном размере. Потребитель подталкивается к тому, чтобы завышать максимальную тепловую нагрузку, к прямой выгоде теплоснабжающей организации. Однако ничего не сказано о поставках тепловой энергии сверх потребностей потребителей. Очевидно, что все традиционные сезонные перетопы выставляются к оплате в полной мере.

Договоры предполагают наличие списка объектов, которым будет подаваться тепловая энергия для отопления и горячего водоснабжения. Однако такой список во многих договорах отсутствует. Договоры содержат режим поставки тепла и горячего водоснабжения. В соответствии с договором горячее водоснабжение осуществляется бесперебойно круглосуточно в течение календарного года. Допускается перерыв в подаче в межотопительный сезон общей продолжительностью не более 30 суток. Поставка тепловой энергии для отопления и вентиляции осуществляется бесперебойно круглосуточно в течение отопительного сезона.

Как было показано выше, в соответствии с гражданским законодательством энергоснабжающая организация несет ответственность за необоснованный отказ в заключении договора энергоснабжения и за следующие нарушения условий договора энергоснабжения:

- за нарушение условий о количестве подаваемой энергии;
- за нарушение условий о качестве подаваемой энергии;
- за перерыв в подаче энергии, допущенный по вине энергоснабжающей организации;
- за нарушение установленного законом или договором порядка предупреждения или уведомления абонента о перерыве в подаче, прекращении или ограничении подачи энергии.

Ответственность энергоснабжающей организации в каждом случае устанавливается в размере реального ущерба абонента или в размере, установленном соглашением сторон. В соответствии с законом энергоснабжающая организация несет ответственность перед потребителем за нарушения условия договора только при наличии ее вины, в связи с этим энергоснабжающие организации в судебных инстанциях очень часто отрицают свою вину в произошедших нарушениях условий договора. Следует помнить, что временное ограничение подачи энергии потребителям при снижении запасов топлива на тепловых

и атомных электростанциях и гидроресурсов гидравлических электростанций не освобождает энергоснабжающие организации от установленной ГК РФ ответственности за невыполнение договорных обязательств. Несоблюдение требований «Положения об ограничении или временном прекращении подачи энергии потребителям при возникновении или угрозе возникновения аварий в работе систем электроснабжения», утвержденного Постановлением Правительства РФ от 22 июня 1999 г. № 664, влечет обязанность энергоснабжающей организации возместить причиненные убытки.

Перерыв в подаче или ограничение подачи энергии, произошедшие вследствие технической аварии в сетях или на установках энергоснабжающей организации, вызванной обстоятельствами, не отнесенными договором или правилами энергоснабжения, принятыми в соответствии с п. 3 ст. 539 ГК, к форс-мажорным, влечет обязанность энергоснабжающей организации возместить причиненные убытки.

Договоры на энергоснабжение часто ущемляют права потребителей электроэнергии, причем с их добровольного внесения в договор тех пунктов, которые уже не являются обязательными. Например, добровольно указывают в договоре десятикратный размер оплаты за превышение (или недополучение) заявленных значений потребляемой электроэнергии и (или) мощности, хотя по закону коэффициент увеличения оплаты должен рассчитываться по методике, утвержденной на федеральном уровне. Если такой методики нет, то эта оплата не должна превышать оплату по максимальным значениям тарифов, утвержденных для данного региона. Иногда в договорах еще встречаются пункты о плате предприятия за превышение установленных значений потребления реактивной мощности. И если предприятие добровольно согласилось внести в договор такой пункт, то оно и должно по нему платить.

При анализе договора на энергоснабжение, например по электроэнергии, необходимо определить, где находятся границы раздела балансовой и эксплуатационной ответственности между энергоснабжающей организацией и предприятием, выяснить, по каким тарифам предприятие рассчитывается с энергоснабжающей организацией.

Предприятие может рассчитываться с энергоснабжающей организацией по одному из трех возможных типов тарифа: одноставочному, двухставочному или зонному, дифференцированному по времени суток. Следует выяснить, почему предприятие выбрало тот или иной тип тарифа. Во многих случаях оказывается, что предприятие оплачивает электроэнергию по невыгодному ему тарифу и не знает о своих правах выбора другого типа тарифов. Эти права в большинстве регионов предприятия получили с 2004 г. До недавнего времени предприятиям с установленной мощ-

ностью электрооборудования более 750 кВА не разрешалось использовать одноставочный тариф на электроэнергию. Для перехода на зонные тарифы, дифференцированные по времени суток, предприятия должны были иметь АСКУЭ, отвечающую определенным требованиям. Для внедрения АСКУЭ требовались существенные капитальные затраты, поэтому у предприятия в большинстве случаев выбора типа тарифов практически не было. В последние полтора-два года во многих регионах резко подскочила плата за 1 кВт заявленной мощности (при использовании двухставочных тарифов). Одновременно была снижена вторая составляющая двухставочного тарифа — плата за $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ потребленной электроэнергии. В результате до $2/3$ всех финансовых затрат на оплату электроэнергии по двухставочным тарифам стало приходиться на заявленную мощность, что существенно снизило экономические стимулы снижения электропотребления. Как показали расчеты, часто при переходе с двухставочного тарифа на одноставочный предприятие снижает на 5–10 % свои финансовые затраты на оплату электроэнергии.

Тарифы различаются по напряжению: есть тарифы ВН (110 кВ и выше), СН (35 — 1 кВ) и НН (0,4 кВ). Чем выше напряжение питающей предприятия линии электропередачи, тем ниже стоимость электроэнергии. Это связано с тем, что чем выше напряжение, тем ниже потери электроэнергии в линии электропередачи. Стоимость этих потерь закладывается в тариф. Если граница раздела балансовой принадлежности поставщика и потребителя электроэнергии находится на шинах центра питания (подстанции), то для расчета предприятия с энергоснабжающей организацией выбирается значение первичного напряжения данного центра питания, независимо от уровня напряжения, на котором подключены электрические сети потребителя [31]. Иногда встречаются случаи неправильного выбора тарифа по напряжению, в результате предприятие переплачивает за электроэнергию энергоснабжающей организации.

Энергоаудитор должен провести сравнительный анализ расчета предприятия по всем возможным типам тарифов, взяв за основу данные по расходу электроэнергии и величинам заявленной мощности в базовом году. При этом расчет следует вести по тарифам текущего года. Эти тарифы для каждого региона можно найти через Интернет в постановлениях и решениях региональных органов административной власти.

Анализ договора на электроснабжение и тарифов, применяемых для расчета с энергоснабжающей организацией, не снижают электропотребление, однако во многих случаях позволяют предприятию получить заметную экономию финансовых средств на оплату за потребление электроэнергии, причем часто без каких-либо капитальных затрат.

1.6. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Понятие условного топлива

Количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании 1 кг твердого или жидкого топлива или 1 м³ газообразного топлива, называют теплотой сгорания топлива. Часто теплоту сгорания называют также теплотворной способностью топлива.

На практике теплота сгорания чаще всего определяется экспериментально. Для топлива известного химического состава ее можно приближенно определить теоретически по формулам, таким, например, как известная формула Д. И. Менделеева.

Высшей теплотой сгорания топлива называют максимальное количество теплоты, которое можно получить в результате химической реакции горения топлива.

Низшая теплота сгорания топлива отличается от высшей на то количество тепла, которое затрачивается на испарение воды, содержащейся в топливе, а также образующейся в результате химической реакции горения топлива.

В теплотехнических расчетах теплоты, получаемой при сжигании топлива, используется низшая теплотворная способность топлива.

Для сопоставления энергетической ценности различных видов топлива и их суммарного учета введено понятие *условного топлива*. В качестве единицы условного топлива принимается топливо, которое имеет низшую теплоту сгорания, равную 7000 ккал/кг (29,33 МДж/кг). Введение понятия условного топлива позволяет, например, сопоставить энергетические затраты двух различных регионов страны, не уточняя, какое количество тех или иных конкретных видов топлива сжигается в этих регионах. Зная теплотворную способность любого вида топлива, можно определить его эквивалент в условном топливе.

Этот способ применим и для перевода тепловой и электрической энергии в условное топливо. Так как 1 Гкал равна 1000 тыс. ккал, а 1 т у. т. имеет теплотворную способность 7000 тыс. ккал, то 1 Гкал эквивалентна 0,143 т у. т. Экономия всех видов энергии также удобно представлять в тоннах условного топлива (т у. т.).

Для прямого и обратного пересчета единиц количества энергии можно использовать диаграмму (см. рис. 1.1.2). Переводные коэффициенты, стоящие под соединительными линиями, учитывают затраты условного топлива на выработку 1 кВт·ч энергии в реальных условиях. На диаграмме величина средних удельных затрат условного топлива соответствует 320 т у. т./кВт·ч, теплотворные способности природного газа $Q_H^p = 7950$ ккал/м³, а мазута $Q_H^p = 9500$ ккал/кг.

Первичное условное топливо

При использовании понятия условного топлива не учитывают затраты энергии при добыче топлива, его транспортировке потребителю, его подготовке или переработке конкретного вида органического топлива.

Учесть эти обстоятельства при анализе энергопотребления позволяет введение другой единицы — одной тонны *первичного условного топлива*.

С помощью перевода всех составляющих энергопотребления предприятия в первичное условное топливо можно определить фактические затраты топлива в стране для обеспечения работы предприятия.

Коэффициенты пересчета потребленного котельно-печного топлива в первичное составляют для 1 т веществ: мазута — 1,107; газа — 1,167; энергетического угля — 1,065 т у. т. В 1985 г. для полезного потребления 1 т у. т. котельно-печного топлива необходимо было добыть 1,134 т у. т. первичных энергоресурсов, т. е. усредненный коэффициент пересчета равен 1,134 [8].

Покажем, из чего складываются приведенные выше коэффициенты.

На добычу 1 тыс. м³ газа в среднем по стране расходуется 0,6 кВт·ч электроэнергии, 0,0057 Гкал тепловой энергии и 5,5 кг у. т. котельно-печного топлива. В пересчете на условное топливо на добычу 1 тыс. м³ газа затрачивается 7 кг у. т. На переработку 1 тыс. м³ газа расход ТЭР составляет 16,9 кг у. т., в том числе электроэнергии 14,5 кВт·ч тепловой энергии 0,023 Гкал и котельно-печного топлива 6,5 кг у. т. Энергоемким процессом является транспортирование газа. Всего же суммарная величина затрачиваемых ТЭР на добычу, транспортирование и переработку 1 т у. т. природного газа составляет 167 кг у. т. Это означает, что для полезного использования 1 т у. т. газа необходимо добыть 1,167 т у. т., или в расчете на 1 тыс. м³ природного газа — 1,35 т у. т.

При использовании угля в качестве котельно-печного топлива наибольшие энергозатраты на его добычу: электроэнергии — 32,4 кВт·ч, тепловой энергии — 0,0265 Гкал и котельно-печного топлива — 26,5 кг у. т. в расчете на 1 т угля. Кроме того, энергия расходуется при обогащении угля, а также при его транспортировании железнодорожным, автомобильным и речным транспортом. Суммарный расход первичного топлива на все перечисленные нужды составляет 65 кг у. т. на 1 т у. т. угля энергетического, т. е. для использования 1 т у. т. угля в качестве котельно-печного топлива необходимо добыть 1,065 т у. т., или в расчете на 1 т угля энергетического (с калорийностью 4400 тыс. ккал) — 0,655 т у. т.

На добычу 1 т нефти всеми способами расходуется в настоящее время 80,8 кВт·ч электроэнергии, 0,225 Гкал тепловой энергии и 74,3 кг у. т. котельно-печного топлива. В пересчете на условное топливо в целом расход ТЭР на добычу 1 т нефти составляет 154,5 кг у. т. Расчеты показали, что для получения 1 т у. т.

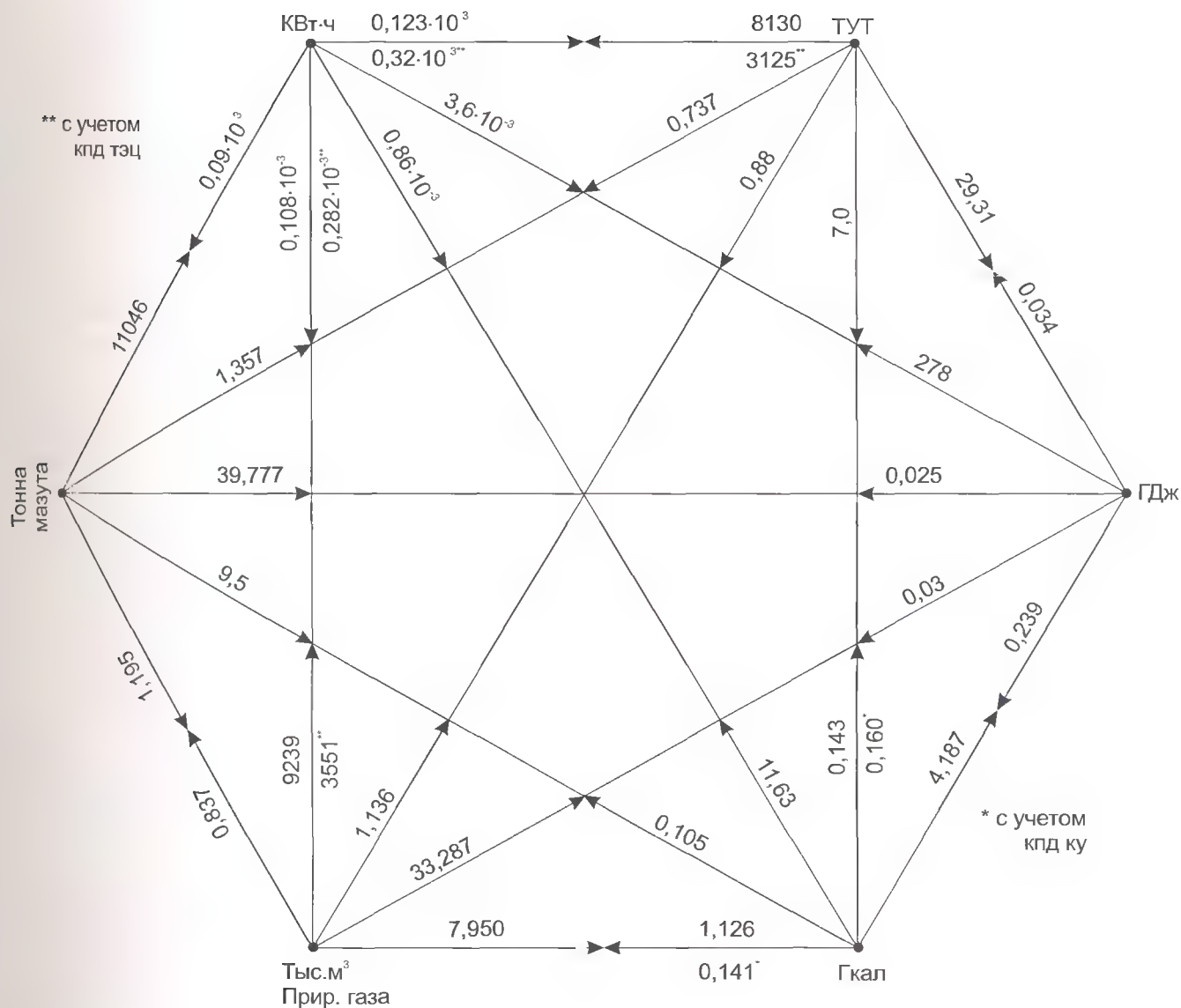


Рис. 1.1.2

* с учетом расхода условного топлива на выработку 1 кВт·ч.

мазута на все перечисленные нужды необходимо израсходовать 107 кг у. т., т. е. для полезного использования 1 т у. т. мазута необходимо добыть 1,107 т у. т., или в расчете на 1 т мазута — 1,46 т у. т.

Нефтяной эквивалент

Другой универсальной мерой потребления топлива и энергии является нефтяной эквивалент. Это понятие чаще встречается в зарубежной литературе. Различные марки нефти имеют различный химический состав, а следовательно, и различную теплотворную способность, что во многом определяет их цену на мировых рынках энергоносителей. В среднем одна тонна нефти имеет теплотворную способность 11 000 тыс. ккал, и она эквивалентна 1,57 т у. т. Зная эту цифру, легко выразить любое количество другого топлива в нефтяном эквиваленте. Например, 1000 м³ природного газа с низшей теплотворной способностью 8400 тыс. ккал эквивалентна 0,76 т в нефтяном эквиваленте.

Понятие энергосбережения

Согласно Закону «Об энергосбережении» понятие «энергосбережение» определяют как реализацию правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное (рациональное) использование (и экономное расходование) ТЭР и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии.

Энергосбережение следует рассматривать в двух аспектах.

Первый аспект состоит в снижении физического объема топлива и (или) энергии, расходуемых на единицу выпускаемой продукции или национального дохода, т. е. в экономии органического и ядерного топлива, электрической и тепловой энергии.

Второй — это мероприятия, реализация которых в области энергетического хозяйства обеспечивает достижение экономического эффекта за счет совершенствования структуры самого энергетического про-

изводства и энергетического баланса, а также замещения энергией трудовых ресурсов (например, повышение производительности труда) или дорогих и дефицитных материалов. К этому аспекту энергосбережения относятся и мероприятия, при которых экономический эффект достигается при дополнительном расходе энергоресурсов, обеспечивающем повышение качества, надежности и срока службы выпускаемой продукции или организацию производства новой продукции с улучшенными потребительскими свойствами, повышение комфортности жилья, улучшение условий и безопасности труда, снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Такие мероприятия будут носить энергосберегающий характер, если достигаемый за их счет экономический эффект будет превышать затраты, связанные с дополнительным расходом энергоресурсов.

При общей оценке энергосбережения и формирования энергосберегающей политики следует отличать экономию энергоресурсов, сопутствующую «естественным» структурным изменениям и техническому прогрессу, от экономии, требующей целенаправленных действий: целевых капитальных вложений, специальной системы экономического стимулирования, контроля и т. д.

Энергосбережение имеет важное значение для развития мировой экономики и в особенности для развития экономики нашей страны. Это обусловлено следующими основными причинами:

1. Постепенное истощение запасов, усложнение добычи и увеличение стоимости природного органического топлива, которое в настоящее время трудно заменить другими, в т. ч. возобновляемыми источниками энергии.

Рост мирового потребления ТЭР продолжается, несмотря на меры по его ограничению, предпринимаемые мировым сообществом. Это обусловлено общим ростом производства и транспортных перевозок.

Доля возобновляемых источников энергии в общем количестве вырабатываемой энергии в ближайшее время не превысит 10 % (это не значит, что их не нужно развивать, наоборот, их нужно использовать в полной мере), и они не смогут существенно изменить общую ситуацию с потреблением топлива. Кроме того, много топлива используется напрямую — при выплавке и обработке металла, в двигателях транспортных средств, для приготовления пищи на газовых плитах.

Вновь открываемые месторождения требуют больших затрат на их освоение и прокладку магистралей для транспорта топлива. Рост потребления и усложнение добычи приводят к росту цен на топливо, и их рост в долгосрочной перспективе будет продолжаться. Результатом роста цен на топливо становится рост цен на товары и услуги и общее замедление темпов экономического роста, что может привести к прямому снижению жизненного уровня.

2. Усложнение экологической ситуации, связанное с увеличением выбросов токсичных и канцерогенных (вызывающих возникновение злокачественных опухо-

лей, например бензопирен) продуктов сгорания, а также веществ, разрушающих озоновый слой атмосферы.

Выбрасываемые при сжигании топлива в атмосферу вещества (CO_2 , N_2O ,) и продукты их химических превращений в атмосфере приводят к разрушению озонового слоя, усилению парникового эффекта, появлению кислотных дождей. Увеличивая рост эмиссии углекислого газа, человечество вносит свою долю в общее повышение температуры земной поверхности и изменение климата. Существующие методы очистки не могут полностью избавить от негативных последствий выбросов. Одновременно загрязняются и поверхностные водоемы — как за счет их нагрева.

Значительный вред окружающей среде наносится не только при сжигании топлива, но и при его добыче, обработке, транспортировке, захоронении его отходов. Кроме постоянного, так сказать «планируемого» загрязнения, все чаще происходят чрезвычайные случаи, такие как разливы нефти при авариях танкеров, разрывах нефтепроводов, утечка газов из емкостей, самовозгорание запасов угля и т. д. Многие из них не только наносят вред окружающей среде, но и представляют опасность для жизни и здоровья людей.

Особую актуальность вопросы энергосбережения имеют для России.

1. По климатическим условиям затраты топлива как на обеспечение населения теплом, так и на выпуск продукции в России наиболее высоки. Россия — самая холодная в мире страна как по длительности отопительного периода, так и доле населения, проживающего в областях, где наблюдается отрицательная среднегодовая температура. Обогрев, снабжение горячей водой и теплым вентиляционным воздухом каждого жителя России требуют больших затрат топлива, чем Канаде и Скандинавии. Больше энергии требует обогрев общественных зданий и промышленных предприятий. Воздух, направляемый на сжигание топлива, и вода, идущая на подпитку систем теплоснабжения, добываемое в холодное время года природное топливо и сырьевые ресурсы имеют более низкую температуру, чем в других странах. Большими непроизводительными затратами энергии сопровождается транспортировка теплоносителей по тепловым сетям.

2. По сравнению со странами Западной Европы и Соединенными Штатами Америки энергетические ресурсы используются недостаточно эффективно. Как показано выше, некорректно напрямую сравнивать энергопотребление России с энергопотреблением стран с существенно более теплым климатом, таких как США и др. (Наиболее близкой к России по климатическим характеристикам является Канада.) Однако и с учетом поправок на климат удельные затраты на единицу продукции в России существенно выше. Наша страна обладает очень высоким потенциалом энергосбережения. По различным оценкам, доля энергии, которую можно сэкономить, составляет от 30 до 40 % топливно-энергетического баланса страны.

На рубеже веков имеется существенная разница между стоимостью энергетических ресурсов в России и за рубежом. Стоимость электроэнергии на начало 2001 г. в России примерно в 2–2,5 раза ниже, чем в Европе, стоимость природного газа — в 5 раз. Эта разница приводит к постоянному росту доли энергетической составляющей в стоимости отечественных товаров и услуг. Для того чтобы обеспечить конкурентоспособность производства, подъем экономики и уровня жизни населения, необходимо снижать энергозатраты на единицу продукции и потребление тепловой и электрической энергии в коммунальном хозяйстве.

3. Месторождения топлива в России сосредоточены в отдаленных и труднодоступных местах (Западная Сибирь, Заполярье). В результате затраты на добычу топлива, его транспортировку, на освоение новых месторождений выше, чем в других нефтедобывающих странах: странах арабского Востока, Иране, Мексике, Венесуэле, Брунее.

В настоящее время затраты на экономию энергии в местах ее использования в 4–6 раз ниже, чем на добычу первичного топлива.

4. Старение и уменьшение эффективности энергетического оборудования: электростанций, котельных, тепловых сетей, теплоиспользующих установок. Недостаток средств на строительство новых энергетических объектов.

В течение двух последних десятилетий в России не происходило существенного обновления энергетического оборудования. Российская энергетика в современном состоянии не сможет обеспечить значительных темпов роста промышленного производства. Для ее обновления и реконструкции нужны огромные средства. Проведение энергосберегающих мероприятий обходится намного дешевле и быстро окупается. Ввод в действие новых, современных энергетических объектов требует еще и времени. Выходом из создавшейся ситуации может быть энергосбережение.

Экономия энергии неразрывно связана не только с состоянием окружающей среды, но и со сбережением ресурсов. На добычу руды и выплавку металла, на производство бумаги, ткани, пищевых продуктов требуется значительное количество топлива, тепловой и электрической энергии. Важнейшим ресурсом, который можно и нужно экономить, является вода. Экономия ресурсов во всех отраслях хозяйственной деятельности влечет за собой существенную экономию первичного топлива.

Энергосбережение — это не только техническая проблема. Она имеет и социальную, и воспитательную стороны. Следует помнить, что впустую тратить энергию, питьевую воду, металл, другие ресурсы не менее аморально, чем выбрасывать хлеб. Их выработка требует не меньше труда, а холод и отсутствие света не менее страшны для человека, чем голод.

Энергосбережение может явиться одним из главных рычагов для подъема экономики, однако повсе-

местное применение энергосберегающих мероприятий должно сопровождаться их всесторонним и серьезным анализом. И этот анализ должен включать не только технико-экономический анализ эффективности энергосберегающих мероприятий у одного конкретного потребителя энергии. Необходимо знать, как скажутся эти мероприятия на работе источника теплоты и других потребителей, на работе сетей теплоснабжения. Возможны такие негативные последствия, как работа мощностей у источников энергии на неоптимальных режимах (с уменьшением КПД и срока службы), разбалансировка тепловых сетей и т. д. Одновременно необходимо рассматривать технологические, экологические, социальные последствия внедрения энергосберегающих мероприятий. Таким образом, вопросы энергосбережения необходимо рассматривать в комплексе, то есть при их решении необходим так называемый системный подход.

Таким образом, потенциал энергосбережения можно определить как количество энергетических ресурсов, которое может быть сокращено при выпуске одного и того же количества и перечня товаров и услуг за счет проведения самоокупаемых организационно-технологических мероприятий при заданном уровне развития техники и цен на энергоносители. Как следует из определения, потенциал энергосбережения зависит от таких факторов, как состояние научно-технического прогресса, цены на оборудование и энергоносители и меняется во времени.

Оценка потенциала энергосбережения в России впервые была проведена в энергетической стратегии России в 1995 г. Путем реализации освоенных в отечественной и мировой практике мер экономии энергоресурсов можно сократить потребление энергии в России на 350–410 млн т у. т. в год. Таким образом, потенциал энергосбережения в России составляет около 45 % от всей потребляемой на настоящий момент энергии или 2/3 от экспорта энергоносителей.

Согласно энергетической стратегии энергоемкость российского ВВП должна сократиться на 26–28 % к 2010 г. и еще на 25–40 % к 2020 г. При этом она достигнет сегодняшнего среднемирового показателя.

Примерно 20 % запланированной экономии энергии может быть достигнуто за счет проведения малозатратных и организационных мероприятий.

Реализация остальной части потенциала энергосбережения потребует значительных инвестиций. Основная часть экономии — 55 % — должна быть достигнута за счет внедрения современных технологических процессов. Еще 25 % должны быть получены за счет проведения целенаправленной инвестиционной политики и совершенствования структуры производства.

Существует тесная взаимосвязь между ростом производства энергии и загрязнением окружающей среды. Основная доля энергии вырабатывается при сжигании органического топлива.

Сжигание органического топлива приводит к неблагоприятным последствиям для окружающей среды.

Источники загрязнений атмосферного воздуха, %

Источники	Диоксид серы	Оксиды азота	Оксид углерода	Углеводороды	Пылевые выбросы
Электростанции, котельные	78	44	2	2	26
Промышленное производство	20	1	11	41	51
Транспорт	—	51	58	52	3
Пожары	—	1	19	—	9
Прочие источники	2	3	10	5	11
Всего	100	100	100	100	100

При сжигании различных видов топлива в атмосферу с отходящими газами попадают вредные вещества, такие как оксид углерода, диоксид серы, оксиды азота, полициклические ароматические углеводороды, пылевые выбросы. «Вклад» объектов энергетики России в общее загрязнение атмосферного воздуха приведен в табл. 1.1.2.

Выбросы в атмосферу продуктов сгорания (углекислого газа, двуокиси углерода, окислов серы и азота, полициклических углеводородов, твердых частиц, пентаоксида ванадия) приводят не только к прямому токсическому и канцерогенному воздействию на организмы живых существ, но и к глобальным экологическим проблемам: парниковому эффекту, разрушению озонового слоя атмосферы, кислотным осадкам. Наибольшую озабоченность вызывает накопление углекислого газа и других парниковых газов (метан, закись азота) в атмосфере, которое приводит к возникновению парникового эффекта и глобальному потеплению климата с катастрофическими последствиями. Выбросы углекислого газа выросли более чем в три раза по сравнению с уровнем 1950 г. и ежегодно увеличиваются.

Международное сообщество пытается принимать меры по ограничению выбросов парниковых газов. Результатом этих усилий стал Киотский протокол, устанавливающий квоты выбросов парниковых газов для стран-участников.

Одновременно с загрязнением воздушной среды происходит загрязнение гидросферы. Около 40 % ежегодного потребления воды в России используют энергетические объекты. При этом 1 млрд куб. м воды электрические станции сбрасывают химически загрязненной.

Энергетика — главный источник теплового загрязнения окружающей среды. В зависимости от типа электростанции и от того, вырабатывается ли на ней тепловая энергия в виде пара и горячей воды, количество тепла, поступающего в окружающую среду, составляет от 10 до 70 % теплоты, полученной при горении топлива. При работе котельных установок, рабо-

тающих на газовом топливе, в окружающую среду поступает около 10 % теплоты сгорания, для котельных на твердом топливе эта цифра достигает 20–30 %. Часть тепла обычно отводится в искусственные или естественные водоемы, другая часть выбрасывается в атмосферу с отходящими газами или влажным воздухом, уходящим из градирен. Повышение температуры воды в водоемах является причиной снижения растворимости кислорода (на одну треть при повышении температуры до 30 °С), что затрудняет жизнедеятельность флоры и фауны. Если в глобальном смысле доля этой теплоты на настоящий момент невелика по сравнению с поступающей на Землю солнечной радиацией (в 2000 г. она составляла лишь 0,019 %), то локальные тепловые загрязнения в крупных городах могут составлять десятки Вт/м², т. е. несколько процентов от поступающего потока солнечного излучения. Это приводит к локальным изменениям климата.

Добыча, сжигание и транспортировка топлива вызывают отчуждение территорий под угольные терриконы, золоотвалы, газо- и нефтепроводы.

Возобновляемые и нетрадиционные источники энергии — гидроэнергетика, биомасса, ветроэнергетические и солнечные энергетические установки оказывают во много раз меньшую нагрузку на окружающую среду, но и их нельзя считать полностью экологически безопасными. Например, ветроэнергетические установки создают гиперзвуковые колебания, пагубно влияющие на птиц и животных.

Энергетика вызывает и опасность аварий на АЭС, на предприятиях по обогащению ядерного топлива, при транспорте нефти танкерами и нефтепроводами. Загрязнение океана нефтепродуктами возросло по сравнению с природным более чем в 3500 раз.

Энергосбережение дает возможность сократить выбросы вредных веществ и тепловое загрязнение. Количество выбрасываемых в атмосферу вредных веществ зависит от организации процесса горения, качества очистных сооружений, но в первую очередь от вида топлива.

Энергетика России

Располагая 2,8 % населения и 12,8 % территории мира, Россия имеет 12÷13 % прогнозных ресурсов и около 12 % разведанных запасов нефти, 42 % ресурсов и 34 % запасов природного газа, около 20 % разведанных запасов каменного и 32 % запасов бурого угля. Суммарная добыча за всю историю использования ресурсов составляет в настоящее время по нефти 17 %, от прогнозных извлекаемых ресурсов и по газу — 5 %. Обеспеченность добычи разведанными запасами топлива оценивается по нефти и газу в несколько десятков лет, а по угля — значительно выше. В мировом производстве топливно-энергетических ресурсов Российская Федерация в 1990 г. занимала первое место в мире по добыче природного газа (30 % мировой добычи) и нефти — 17 %, второе место по выработке электроэнергии — 9 % и четвертое по добыче угля — 8 % [12].

Энергетика в России, как и во всем мире, является основой, фундаментом экономики.

Структурная и функциональная схема энергетики страны (см. рис. 1.1.3) может рассматриваться как совокупность четырех производственно-технологических комплексов.

На всех стадиях добычи, транспорта, преобразования, распределения и конечного использования энергии имеет место ее нерациональное расходование. Разница используемой энергии и производственно необходимых затрат составляет основу потенциала энер-

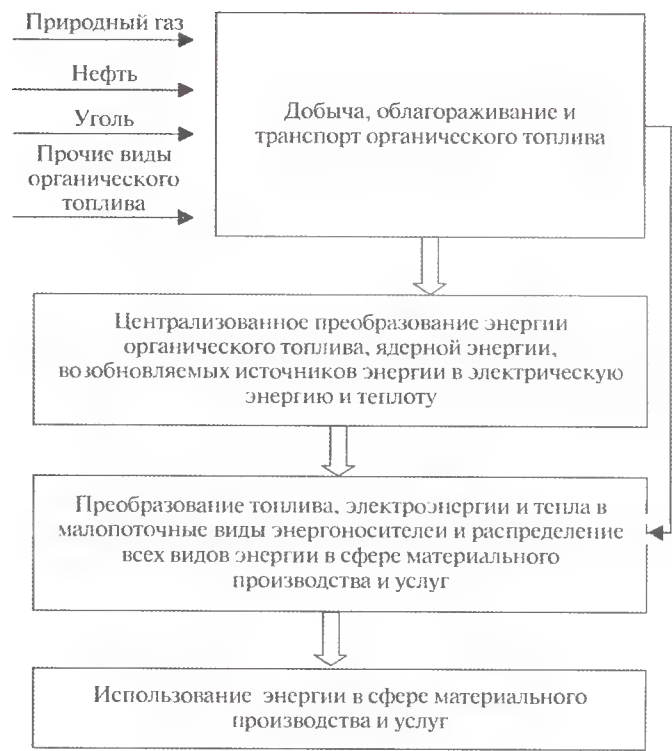


Рис. 1.1.3

госбережения конкретных материальных производств и услуг. Наименее эффективное использование энергоресурсов имеет место в последнем, четвертом производственно-технологическом комплексе.

2. ЭНЕРГОАУДИТ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПАСПОРТИЗАЦИЯ

Энергоаудит и его отдельные фазы являются составной частью процесса энергосбережения. И хотя в настоящее время в обиходе используются два родственных понятия — энергоаудит и энергетические обследования, отличающиеся по существу побудительными мотивами (первое проводится по инициативе потребителя топливно-энергетических ресурсов, второе проводится согласно территориальным или федеральным планам госучреждений), цель в обоих случаях остается одной — оценка эффективности использования энергетических ресурсов и разработка рекомендаций по снижению затрат на топливо и энергообеспечение.

Поэтому энергетический аудит потребителей ТЭР можно рассматривать как техническое инспектирование энергогенерирования и энергоиспользования на обследуемом объекте с целью определения возможной экономии энергии и выработки предложений для ее достижения.

Место энергоаудита в длинной цепочке достижения реального энергосберегающего эффекта схематически показано на рис. 1.2.1.

Энергоаудит — это одновременно и наука, и искусство. Как наука энергоаудит — непрерывный процесс, в котором научная и техническая информация используется для установления возможной и существующей эффективности использования энергоресурсов конкретной технологии, предприятия, отрасли, региона, страны. Эту сторону энергоаудита можно постигнуть путем систематических знаний, опыта решения проблем. Как искусство энергоаудит требует от энергоаудитора непрерывного творчества, полной отдачи, поскольку реальные потребители топливно-энергетических ресурсов разнообразны, их проблемы порою непредсказуемы, и типовые приемы энергоаудита и рекомендации по повышению эффективности использования энергоресурсов — лишь вершина айсберга потенциала энергосбережения.

2.1. ВИДЫ ЭНЕРГОАУДИТА, ЕГО ВОЗМОЖНОСТИ И ОЦЕНКА ЕГО НЕОБХОДИМОСТИ

Как было отмечено выше, в настоящее время в отсутствие законодательно установленного термина существуют два понятия: энергетические обследования и энергоаудит. Первое соответствует ситуации, в которой работа по техническому инспектированию состояния производства, распределения и использования всех видов энергоресурсов и разработка пред-

ложений по снижению нерациональных затрат энергии, снижению финансовых затрат на оплату энергоресурсов проводится по указанию государственных органов надзора за эффективностью использования энергоресурсов. Второе — добровольное, проводимое по инициативе предприятия энергетическое обследование. Поэтому в дальнейшем будем использовать лишь один термин — энергоаудит.

Среди основных задач энергоаудита можно назвать: установление фактического состояния энергопотребления и энергопользования на предприятии; определение рациональных размеров энергопотребления при генерировании и транспорте энергии, а также в производственных процессах и установках; выявление причин возникновения, определение значений потерь и резервов экономии ТЭР; разработку рекомендаций по повышению эффективности использования ТЭР. Глубина решения поставленных задач и объем необходимой для этого информации зависят от уровня проводимого энергоаудита.

2.1.1. Виды обследований потребителей энергоресурсов

Правовая и нормативная базы энергосбережения федерального, регионального и муниципального уровней предусматривают различные виды обследований энергопотребляющих установок и предприятий в целом.

В утвержденных Минэнерго «Правилах проведения энергетических обследований организаций», ориентированных в первую очередь на обеспечение безопасности эксплуатации энергетических установок, предусмотрены шесть видов энергетических обследований организаций: предпусковое и предэксплуатационное, первичное, периодическое (повторное), внеочередное, локальное и экспресс-обследование [7].

Согласно этим правилам, перед пуском и вводом в эксплуатацию топливно- и энергопотребляющего оборудования, региональные (территориальные) органы Главгосэнергонадзора России проводят обследование смонтированного оборудования с целью проверки соответствия монтажа и наладки требованиям государственных стандартов и СНиП по показателям энергоэффективности.

К энергетическим обследованиям, позволяющим оценить эффективность использования энергоресурсов, можно отнести несколько видов обследований.

Так, при первичном обследовании производится оценка эффективности использования ТЭР (проверяется эффективность работы оборудования, использующего

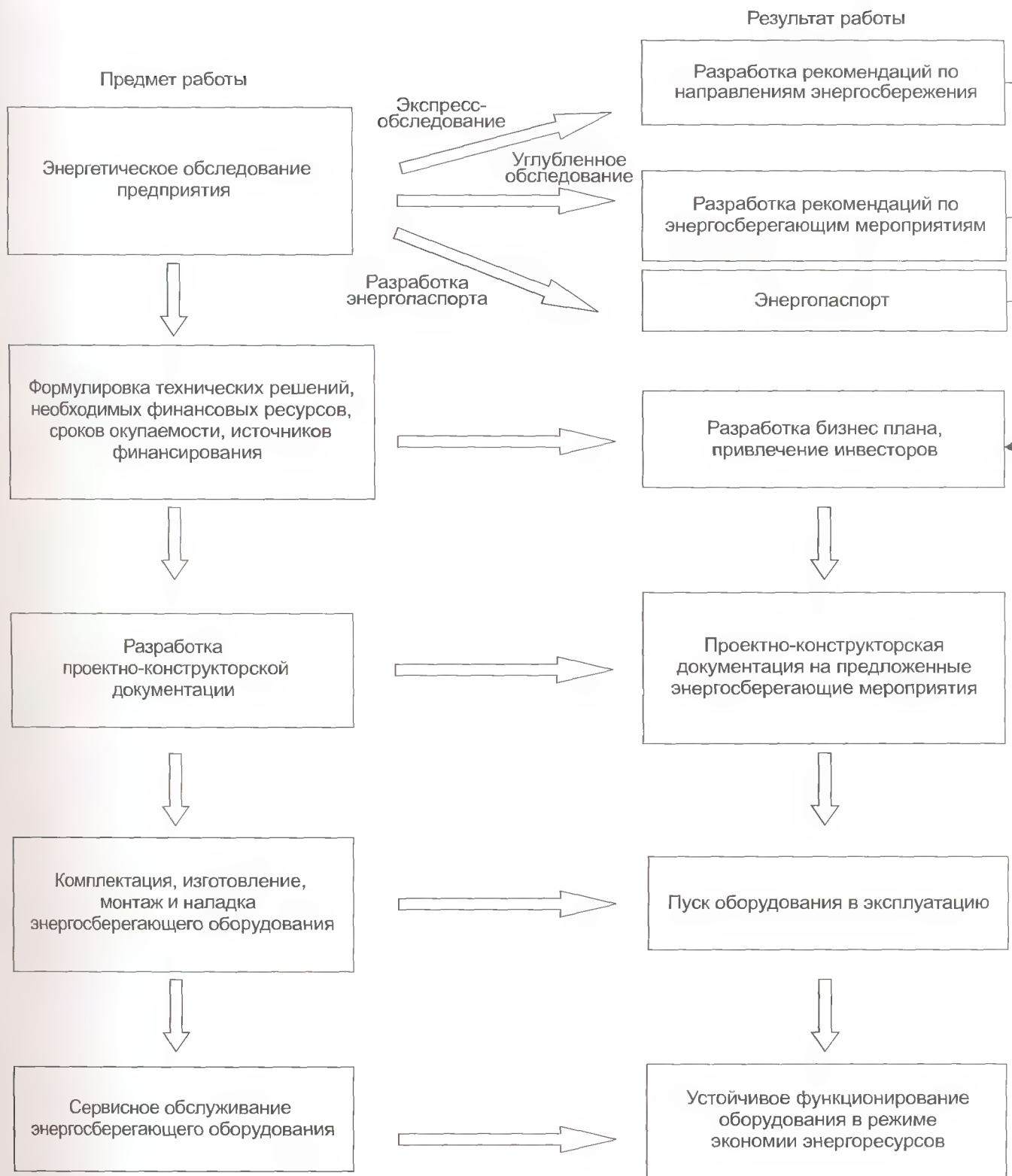


Рис. 1.2.1. Схема реализации энергосберегающих мероприятий

ТЭР, состояние учета используемых ТЭР, отчетность по их использованию, анализ затрат на топливо- и энергообеспечение и т. д.).

При периодическом (повторном) обследовании проверяется выполнение ранее выданных предписаний (рекомендаций), оценивается динамика потребления ТЭР и их удельных затрат на выпуск продукции

(энергоемкость, стоимость ТЭР в общих материальных затратах производства).

Внеочередное обследование проводится, как правило, по инициативе регионального (территориального) органа Главгосэнергонадзора России или администрации субъекта Федерации в случаях, если по ряду косвенных признаков (рост общего и удельного

потребления ТЭР, себестоимости продукции и топливной составляющей в ней, выбросов в атмосферу и т. д.) у них возникли предположения о резком снижении эффективности использования ТЭР, если результаты обследования, проведенного энергоаудитором, вызывают сомнения в их достоверности, а также в случае обращения потребителя ТЭР в органы государственной власти за предоставлением льгот, связанных с использованием топливно-энергетических ресурсов.

Локальные и экспресс-обследования носят ограниченный по объему и времени проведения характер. При этом производится оценка эффективности использования либо одного из видов ТЭР (электрическая и тепловая энергии; твердое, жидкое или газообразное топливо), вторичных энергоресурсов, либо по отдельной группе агрегатов (отдельным агрегатам), либо по отдельным показателям эффективности.

Первичное, периодическое (повторное), внеочередное, локальное и экспресс-обследование имеют право проводить как органы Главгосэнергонадзора России, так и энергоаудиторы.

В зарубежных странах методология энергетических обследований включает шесть этапов: предварительное ознакомление с интегральным потреблением энергоресурсов и финансовыми затратами на них; составление энергетических балансов различных видов (по организации в целом, по отдельным цехам, технологиям, энергоресурсам и т. д.); детальное обследование наиболее энергоемких потребителей и обоснование основных направлений энергосбережения; разработка энергосберегающих проектов; экспертиза приемлемых для организации энергосберегающих проектов; составление отчета по проведенному энергоаудиту.

Практика проведения энергетических обследований, в задачу которых входили: оценка фактического состояния энергоиспользования на предприятии, выявление причин возникновения и определение значений потерь топливно-энергетических ресурсов; определение рациональных размеров энергопотребления в производственных процессах и установках; выявление и оценка резервов экономии топлива и энергии; разработка плана мероприятий, направленных на снижение потерь топливно-энергетических ресурсов, показывает, что энергетические обследования следует разделить на три вида: предварительный энергоаудит (преаудит); энергоаудит первого уровня; углубленное обследование энерготехнологических систем и промышленного предприятия в целом (энергоаудит второго уровня) [5, 15].

Однако более целесообразным является деление энергоаудита на два вида: экспресс-обследование и углубленное обследование (собственно энергоаудит). Последнее подразумевает, как правило, и составление энергетического паспорта предприятия.

2.1.2. Возможности и оценка необходимости энергоаудита

Схема реализации энергосберегающих мероприятий (см. рис. 1.2.1) позволяет понять возможности энергоаудита. При экспресс-обследовании наиболее вероятным результатом, получаемым потребителем ТЭР, является обоснование первоочередных направлений энергосбережения. В частности, рекомендации могут носить такой характер.

План внедрения отдельных мероприятий и технических решений по энергосбережению

Программа «Использование тепла конденсата»

1. Составление материального и теплового балансов конденсата по предприятию в целом и по каждому заводу в отдельности.
2. Определение возможностей и конкретных направлений утилизации тепла конденсата.
3. ТЭО 3÷4 реальных мероприятий по утилизации тепла конденсата.
4. План работ по реализации программы.

Программа «Теплоизоляция» может включать:

1. Ревизию состояния изоляции теплопроводов воздушной прокладки.
2. Определение оптимальных толщин изоляции на сегодняшний день и на перспективу.
3. Расчет сроков окупаемости.
4. План работ по изоляции теплопроводов.

Программа «Теплофикационная вода»

Программа «Модернизация системы контроля и учета потребления энергоресурсов» и т. п.

Более глубокую проработку не только направлений, но и конкретных энергосберегающих мероприятий энергоаудиторы проводят при углубленном энергоаудите.

Примеры содержания и фрагменты отчетов по результатам углубленного аудита приведены в приложениях на CD-диске.

Необходимость энергетических обследований обусловлена приказами Минэнерго, согласно которым территориальные управления Госэнергонадзора составляют перечень предприятий своего региона, которые в ближайшие пять лет должны быть подвергнуты энергетическим обследованиям.

Необходимость энергоаудита определяется потребителем ТЭР и зависит от доли финансовых затрат на энергоресурсы в себестоимости выпускаемой продукции, специфических условий работы потребителя ТЭР (смена собственников предприятия, лимитирование энергопотребления и т. д.)

2.2. КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ ЭНЕРГОАУДИТА

2.2.1. Экспресс-обследование

Целью этого вида энергоаудита является получение исходной статотчетной информации о предприятии, его технологиях, энергетическом хозяйстве, энергопотребляющих системах и установках в том объеме, который позволит энергоаудиторам сделать доказательный вывод о наличии и величине потенциала энергосбережения, о возможностях снижения финансовых затрат на энергоносители, наметить основные направления энергосбережения на предприятии.

Ознакомительный этап экспресс-обследования включает ознакомление с предприятием (структура и генплан предприятия, принципиальные схемы электроснабжения, технологии, системы учета энергоресурсов, визуальный осмотр состояния систем энергоснабжения и технологических установок). По итогам этого этапа энергоаудиторам становятся известными формы взаимодействия энергоаудиторов с различными службами предприятия, первоначальные сведения о предприятии, его энергохозяйстве, доля затрат на энергоресурсы в финансовых затратах предприятия.

Последнее позволяет уже на этом этапе оценить необходимый уровень проведения энергоаудита. Если доля финансовых затрат на энергоресурсы в общих затратах предприятия ниже 10 %, то экспресс-анализ энергопотребления предприятием достаточен для дальнейшей работы. При увеличении доли затрат на энергоресурсы до 15 % необходимо проводить не только экспресс-обследование, но и углубленный энергоаудит, поскольку сделанные энергоаудиторами предложения позволяют предприятию на 3–4 % снизить затраты на энергоресурсы. При доле затрат более 15 % следует срочно проводить энергоаудит, поскольку предполагаемая финансовая выгода от его результатов очевидна.

Особое место занимает законодательно установленная энергетическая паспортизация промышленных предприятий. Как будет показано ниже, в этом случае необходим только углубленный энергоаудит.

Ознакомительный этап (получение и изучение данных статотчетности и технической документации) экспресс-обследования включает сбор более подробной информации:

- о номенклатуре выпускаемой и прогнозируемой к выпуску основной и вспомогательной продукции и помесечных их объемах;
- о тарифах и финансовых платежах за энергоресурсы и их динамике за последние два-три года;
- о договорах с энергоснабжающими организациями;

- о помесечном потреблении всех видов энергоресурсов в целом по предприятию и по отдельным цехам (производствам);
- о собственных источниках энергии (котельные, ТЭЦ, автономные и т. п.), о системах паро- и теплоснабжения, сбора и возврата конденсата;
- о наиболее значимом топливо-, тепло-, электропотребляющем оборудовании (производительность, используемые энергоносители, их параметры, эксплуатационные данные и т. д.);
- об установках по трансформации энергоресурсов (трансформаторы, РОУ, РУ, тепловые насосы и т. п.);
- о системах учета и контроля получения и потребления ТЭР;
- о системах воздухо-, холодо-, водоснабжения и водоотведения.

Как правило, сбор статотчетных данных следует проводить за последние 1,5–2 года. При составлении энергетического паспорта в него включают данные за полный год (базовый), предшествующий году составления энергетического паспорта и месяцы текущего года. При сборе данных энергоаудиторы используют разработанные ими опросные листы. За достоверность представляемых энергоаудитором данных несет ответственность руководство предприятия. Задача энергоаудиторов — выборочным контролем оценить достоверность представляемых сведений.

Вся информация, полученная из документов, является исходным материалом для анализа эффективности энергоиспользования. Методы анализа применяются к отдельному объекту или предприятию в целом. Конкретные методы анализа энергоэффективности зависят от вида оборудования и исследуемого процесса, типа и отраслевой принадлежности предприятия.

Анализ полученной информации позволяет выявить приоритетные, наиболее значимые энергоносители, технологии, потребители энергии, системы производства и распределения энергоносителей, приносящих наиболее значимые непроизводительные затраты энергии. При этом вычисляется фактическое удельное энергопотребление по отдельным видам энергоресурсов и объектам, являющиеся отношением энергопотребления к выпускаемой продукции.

Путем сравнения фактического удельного энергопотребления с базовыми цифрами делается вывод об энергоэффективности использования энергии по каждому объекту. Базовые цифры могут быть основаны на отраслевых нормах, предыдущих показателях данного предприятия или родственных зарубежных и отечественных предприятий, физическом моделировании процессов или экспертных оценках.

Результаты работы энергоаудиторов позволяют предприятию получить наглядную фактическую картину энергообеспечения производства, экспертную оценку потенциала энергосбережения и основные направления энергосбережения.

2.2.2. Углубленный энергоаудит

Энергоаудит этого уровня предполагает более точную оценку потенциала энергосбережения, разработку не только направлений, но и технических решений по рациональному энергопользованию и энергосбережению, создание предпосылок для подготовки комплексного долговременного плана реализации энергосбережения на предприятии [5, 15].

Углубленный энергоаудит на начальном этапе включает все работы, рассмотренные выше, по экспресс-обследованию. В качестве исходной информации, которую обязаны предоставить сотрудники предприятия, служат более расширенные сведения о выпуске основной и дополнительной продукции предприятием, о наличии энергетического паспорта, наличии организационно-технических мероприятий по экономии энергоресурсов; об удельных расходах ТЭР на выпускаемую продукцию; об энергопотреблении, тарифах и финансовых затратах на энергоресурсы (электроэнергия, теплоэнергия, топливо, вода, сжатый воздух, сжатый азот, холод); об учете потребления энергоресурсов; об источниках энергоснабжения и параметрах энергоносителей (ГПП, ТП, ТЭЦ, котельная, компрессорные и холодильные установки); о коммуникациях предприятия; о системах отопления зданий, сооружений, предприятий; о системах горячего и холодного водоснабжения, о количестве душевых сеток и водоразборных кранов; о приточно-вытяжной вентиляции; о технологическом теплотребляющем, топливопотребляющем оборудовании; об источниках вторичных энергетических ресурсов (ВЭР); о системе сбора и возврата конденсата; о холодильном, компрессорном оборудовании; об установленной мощности электроустановок по направлениям использования; о системе освещения, электроприемниках зданий, сооружений и т. п.

На этом уровне для восполнения отсутствующей информации, которая необходима для оценки эффективности энергоиспользования, но не может быть получена из документов или вызывает сомнение в достоверности, используют инструментальное обследование.

Для проведения инструментального обследования должны применяться стационарные или специализированные портативные приборы. При проведении измерений следует максимально использовать уже существующие узлы учета энергоресурсов на предприятии как коммерческие, так и технические. При инструментальном обследовании предприятие делится на системы или объекты, которые подлежат по возможности комплексному исследованию.

Для реализации целей энергоаудита второго уровня следует дать количественную и качественную оценку состояния фактического энергоиспользования всех видов энергоресурсов и расчетным путем определить расчетно-нормативное потребление энергоресурсов.

Собранная информация позволяет составить принципиальную схему энергообеспечения и энергопотребления предприятия, в которой отражаются не только собственные расходы энергии предприятием, но и наличие сторонних потребителей — как стоящих, так и не стоящих на балансе предприятия.

Для оценки фактического состояния энергоиспользования, выявления причин и значений потерь энергоресурсов, определения рационального потребления энергоресурсов в производственных процессах и установках составляют энергобаланс промышленного предприятия.

Оперируя в дальнейшем годовым и помесечным фактическим энергопотреблением, устанавливают значимость каждого энергоносителя для предприятия в целом и отдельных его объектов (цехов, технологий).

Как и на этапе экспресс-обследования, разбиение энергетического баланса предприятия по направлениям использования (технология, отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, общезаводские затраты и т. д.) позволяет в дальнейшем провести более глубокий анализ эффективности использования энергоресурсов по каждому направлению. Полезным оказывается разбиение по направлениям использования каждого энергоносителя. Помесячные балансы показывают сезонные колебания в потреблении энергии, что помогает, как правило, отделить потребление на отопление от технологического и прочих общезаводских затрат.

Углубленный энергоаудит характеризуется, во-первых, тем, что устанавливается не только фактическое энергопотребление, но и проводится расчетная оценка необходимого энергопотребления с учетом нормированных потерь энергии по всей технологической цепочке предприятия. Последнее позволяет установить величину сверхнормативных потерь, их причины и наметить мероприятия для их уменьшения.

Для решения такой задачи составляют нормированные энергобалансы по котельно-печному топливу, тепловой и электрической энергии. Особенности составления таких балансов рассмотрены ниже.

Второй характерной особенностью углубленного энергоаудита является подробное рассмотрение и анализ отдельных систем производства и распределения энергоносителей (систем пароснабжения, теплоснабжения, сбора и возврата конденсата, системы производства и распределения сжатых газов, холода и т. п.).

Третьей характерной особенностью углубленного энергоаудита является разработка не только направлений энергосбережения, но и технических решений, их реализующих.

Энергосберегающие рекомендации (мероприятия) разрабатываются путем применения в основном типовых методов энергосбережения к выявленным на этапе анализа объектам с наиболее расточительным или неэффективным использованием энергоресурсов.

При разработке и изложении рекомендаций кратко указывают существующее положение, определяют

техническую суть предлагаемого усовершенствования и принцип получения экономии, рассчитывают потенциальную годовую экономию в физическом и денежном выражении, оценивают общий экономический эффект предлагаемой рекомендации.

Для оценки экономического эффекта достаточно использовать простой срок окупаемости. При наличии дополнительного финансирования энергосберегающего проекта допускается применение более сложных методов оценки экономической эффективности проектов [7, 14].

Помимо указанных видов энергоаудита, особое место занимает так называемый инструментальный аудит.

Под инструментальным аудитом (ИА) согласно [6] понимают обследование объекта или его частей, выполняемое квалифицированными (подготовленными, имеющими лицензию на право проведения энергетических обследований) независимыми специалистами, с помощью сертифицированных и поверенных инструментов (средств измерений, как правило, автономных), которое имеет целью получение достоверной информации о потреблении ресурсов, параметрах состояния оборудования и коммуникаций объекта, объемах и качестве вырабатываемых продуктов, степени использования отходов.

Инструментальное обследование применяется для восполнения отсутствующей информации, которая необходима для оценки эффективности энергоиспользования, но не может быть получена из документов или вызывает сомнение в достоверности.

В числе задач, решаемых с помощью ИА, можно назвать: определение количественных значений и качества потребляемых ресурсов (в частности, энергоносителей, воды и т. д.) как в статических моделях, так и в динамических; диагностика и мониторинг параметров состояния оборудования объекта промышленного предприятия или ЖКХ; определение количественных значений и качества вырабатываемых продуктов (в частности, таких, которые могут выступать в роли вторичных ресурсов) и оценка количества и степени (качества) утилизации отходов.

К задачам ИА относятся и экспресс-измерения (или однократные измерения) — отдельные разовые задачи получения объективной информации о параметрах состояния объекта.

Однократные измерения — наиболее простой вид измерений, при котором исследуется энергоэффективность отдельного объекта при работе в определенном режиме. Примером может служить измерение КПД котла, обследование насосов, вентиляторов, компрессоров и т. д. Для однократных измерений достаточен минимальный набор измерительных приборов, оснащение которых записывающими устройствами не обязательно.

В зависимости от поставленных задач, специфики объекта, выделенных финансовых средств выбирают подходы к выполнению ИА. Если ставится задача

короткого разового инструментального обследования (экспресс-измерений), то при этом обычно используются статические модели процессов и выполняются, как правило, однократные прямые или косвенные измерения. Такой метод ИА иногда называют диагностикой в отличие от мониторинга, в котором используются уже динамические модели объектов и требуется определить поведение исследуемых величин в течение достаточно длительного времени (например, в течение недели) [6].

В процессе ИА промышленных предприятий и отдельных его объектов возникает необходимость в измерениях: статических (однократные) и динамических (длительная регистрация) контактных и бесконтактных измерений температуры; статических (однократные) и динамических (длительная регистрация) измерений расхода жидкости; статических (однократные) измерений влажности, температуры, скорости воздушного потока, давления, освещенности как внутри помещений, так и снаружи; анализа состава газов для оценки процессов горения, оценки к.п.д. котла и определения удельных норм расхода топлива на выработку 1 Гкал тепла и т. д.

В задачу длительных измерений могут входить: регистрация часовых, суточных, недельных графиков нагрузки одно- и трехфазных электрических сетей (активной и реактивной мощности и энергии); оценка основных показателей качества электроэнергии; регистрация пусковых параметров электропривода и скорости оборотов; графики нагрузок, симметрии нагрузки фаз; проверка параметров электрической изоляции и заземления; многоканальная регистрация суточных и недельных графиков температуры, влажности, расхода жидкостей и газов; оценка состояния теплотрасс, поиск дефектов, мест утечек, определение качества изоляции и т. д.

Выполнение ИА проходит в общем случае в несколько этапов [6]: анализ задач обследования; выбор измерительного и компьютерного оборудования по функциональным возможностям, метрологическим и эксплуатационным характеристикам; выбор коллектива специалистов инструментального аудита (или подготовка собственной бригады); подготовка экспериментов; выполнение экспериментов; обработка и представление результатов.

2.2.3. Методология энергоаудита промышленного предприятия

Несмотря на существование нормативно-технических документов, определяющих правила проведения энергетических обследований предприятия, энергоаудиторы в настоящее время не имеют конкретных узаконенных методик проведения обследований как предприятий в целом, так и отдельных его систем и установок [4, 5, 16].

Сведения о потреблении энергоносителей обследуемого предприятия в базовом и текущем годах

Год, месяц	Потребление газа, млн м ³	Потребление электроэнергии, млн кВт·час	Потребление сжатого воздуха, млн м ³	Теплопотребление, тыс. Гкал	Водопотребление, тыс. м ³
1	22,887	42,643	20,109	209,323	134,912
2	21,379	33,219	18,718	183,131	122,614
3	22,315	38,623	20,084	182,774	132,699
4	21,416	39,107	17,796	180,763	126,368
5	15,218	43,985	16,864	159,939	125,107
6	12,259	41,170	16,528	132,092	110,908
7	12,272	37,652	17,742	124,831	115,514
8	15,038	43,559	18,727	156,148	121,423
9	15,811	43,137	18,332	157,649	116,122
10	18,964	39,911	19,012	160,262	119,739
11	22,313	42,012	18,209	184,763	119,807
12	24,587	44,033	19,831	203,167	110,784
Всего базовый год	224,459	489,049	222,052	2034,752	1455,997
1	26,935	45,580	19,281	219,285	113,219

Ниже рассматривается на примерах различных предприятий методология анализа статистической отчетности предприятия, получаемая энергоаудиторами на этапе сбора информации.

Для осознанного оперирования с исходной информацией следует в начале представить принципиальную схему материальных и энергетических потоков.

Как было показано выше, энергоаудит предприятия целесообразно начинать с анализа статистической информации и опросных листов, заполненных работниками предприятия.

Анализ информации следует начинать с общих представлений об энергообеспечении и энергопотреблении предприятия (принципиальная схема энергообеспечения, топливно-энергетический баланс в натуральных и условных единицах, сопоставление стоимости единицы условного топлива, подводимой с помощью различных энергоносителей).

Примером картины потребления энергоресурсов могут служить данные табл. 1.2.1.

Информацию об энергопотреблении при установлении приоритетности обследования потребления тех или иных энергоносителей следует представлять в виде, приведенном в табл. 1.2.2.

Годовое потребление различных энергоресурсов гипотетического предприятия приводят к единой единице измерения, например, ГДж, т у. т. и т. п.

Таблица показывает не только долевое потребление различных энергоресурсов на предприятии, но и финансовые затраты на них.

При этом следует помнить, что в энергообеспечении предприятия могут участвовать и вторичные энергоресурсы. Например, на предприятиях целлюлозно-бумажной промышленности существуют горючие ВЭР в виде черных щелоков, древесных отходов. Их потребление должно быть учтено в приходной статье энергобаланса предприятия, если в дальнейшем предполагают расчет удельных расходов энергии.

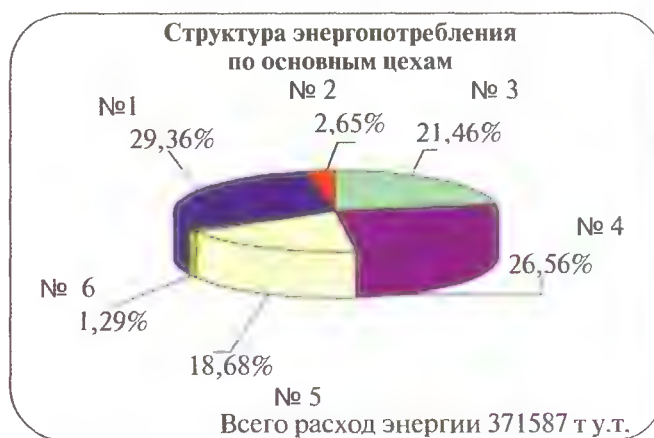


Рис. 1.2.2

Потребление энергоресурсов и их стоимость

Энергоресурс	Ед. изм.	Потребление	Энергосодерж. ГДж/ед	Энерг. эквив. ГДж	% энергии	Стоимость, тыс. руб.	Относительная стоимость, %	Тыс. руб./ ГДж
Электроэнергия	кВт·ч	97514400	0,0036	351052	35,7	24758910	63,7	70.05
Природный газ	м³	1832900	0,0382	70017	7,1	1030090	2,7	10.47
Дизельное топливо	л	2692900	0,0401	107985	11,0	4739500	12,2	40.39
Мазут	л	85844800	0,0411	3528835	35,9	60007870	15,4	10.70
Сжиженный газ	кг	286100	0,0495	14162	1,4	702090	1,8	40.96
Кокс	кг	3038600	0,02875	87360	8,9	1619570	4,2	10.85
ВСЕГО				983411	100,0	388509040	100,0	

Полезную информацию можно получить, если графически представить структуру потребления энергии по основным цехам предприятия (см. рис. 1.2.2). Как видно, основные усилия энергоаудиторов, особенно на уровне экспресс-обследования, могут не касаться цехов № 2, 6.

Фактический топливно-энергетический баланс предприятия можно распределить по направлениям использования: технология, производство тепла и электроэнер-

гии, отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, обеспечение энергией социальной сферы предприятия, сторонние потребители, прочие энергозатраты и непроизводительные затраты энергии как небаланс между потребляемой энергией и суммой потребления энергии всеми перечисленными направлениями.

Дальнейший анализ можно и нужно вести как по отдельным энергоносителям, так и по основным цехам (см. рис. 1.2.3÷1.2.6).



Рис. 1.2.3

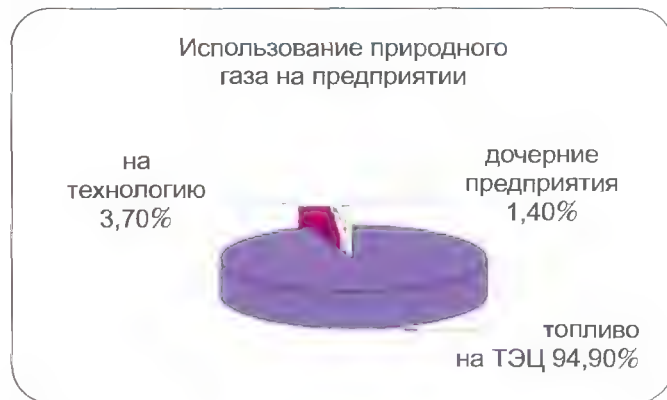


Рис. 1.2.4

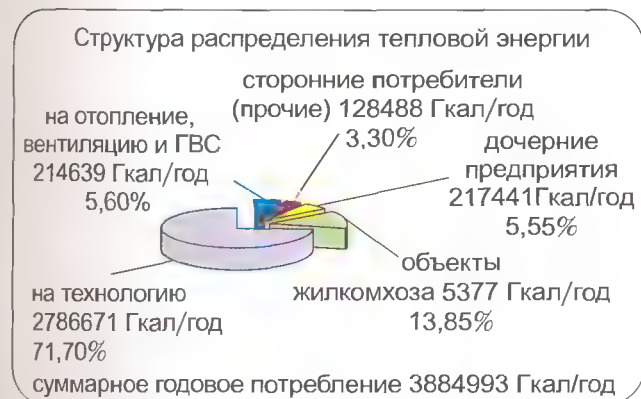


Рис. 1.2.5



Рис. 1.2.6

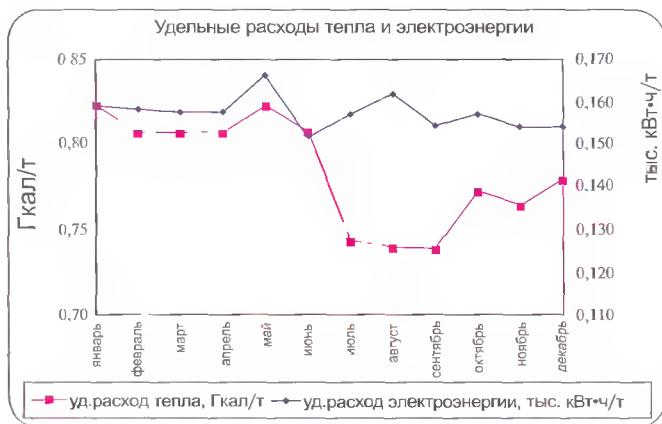


Рис. 1.2.7

Для ориентировочной оценки потенциала энергосбережения, имеющегося на предприятии, без реализации целенаправленных энергосберегающих мероприятий и косвенной проверки достоверности отчетных данных используют данные по удельным расходам энергии на выпуск продукции (см. рис. 1.2.7).

Приведя удельные затраты тепловой и электрической энергии к единой единице измерения (т у. т./ед. прод.) и строя зависимость $q = f(\Pi)$, где Π — выпуск продукции за месяц, получают возможность оценки минимального потенциала энергосбережения только за счет обеспечения ритмичной работы участка, цеха, предприятия.

За базу сравнения принимают минимальное значение удельного расхода в конкретном технологическом цикле или на предприятии, реализованное в отчетном периоде. Потенциал энергосбережения рассчитывают как величину совокупных годовых потерь

энергоресурсов за счет увеличения удельных показателей вследствие негативных производственных факторов.

Косвенной проверкой достоверности отчетных данных могут служить, например, графики (см. рис. 1.2.8). Очевидно, что с увеличением производительности сокращается доля непроизводительных затрат энергии на пуск и остановку оборудования, и, соответственно, удельный расход должен снижаться.

При проведении углубленного энергоаудита следует определять не только фактические энергозатраты, но и нормативные, и составлять расчетно-нормативный баланс.

Методы расчета некоторых составляющих расчетно-нормативного баланса тепловой энергии приведены в разделах 3, 4.

2.3. ЭНЕРГОАУДИТОРСКИЕ ФИРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ К НИМ

Известно, что во исполнение Федерального закона «Об энергосбережении» от 03.04.1996 № 28-ФЗ, Постановления Правительства Российской Федерации «О дополнительных мерах по стимулированию энергосбережения в России» от 15.06.1998 № 588 и в соответствии с приказами Минтопэнерго России от 18.05.1999 № 161 и от 05.10.1999 № 324 на предприятиях и в организациях независимо от форм собственности и организационно-правовых форм с годовым потреблением энергоресурсов более 6 тыс. т у. т. или более 1 тыс. тонн моторного топлива (или менее — по решению органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации) проводятся обязательные

Зависимость уд. расхода электроэнергии от выпуска продукции в цехе №1

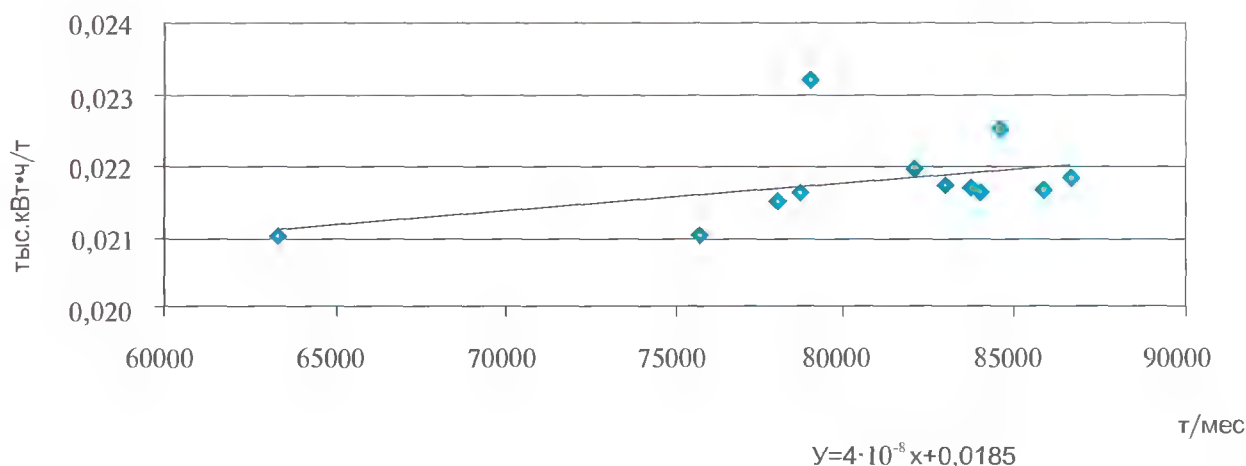


Рис. 1.2.8

энергетические обследования для реализации комплекса энергосберегающих мероприятий с целью оценки эффективности использования энергетических ресурсов и снижения затрат потребителей на топливо- и энергообеспечение.

Подобную работу могут проводить независимые от потребителя ТЭР энергоаудиторские фирмы, получившие аккредитацию в органах Госэнергонадзора.

Аккредитация проводится в целях подтверждения готовности заявителя обеспечить выполнение требований законодательства Российской Федерации, отраслевой нормативно-методической документации при проведении обязательных энергетических обследований и энергоаудита — по добровольному решению организации-потребителя ТЭР, а также с целью обеспечить высокий профессиональный и организационный уровень работ.

Организации, претендующие на получение статуса аккредитованных для проведения энергетических обследований, согласно приказа Департамента Госэнергонадзора № 10 от 16.02.2001 должны иметь:

- структуру, юридические и экономические возможности для проведения заявленных работ;
- квалифицированный и прошедший специальную подготовку персонал;
- актуализированный фонд нормативно-правовых документов;
- организационно-методические документы, определяющие порядок проведения работ;
- необходимую приборно-аппаратурную базу и средства обработки и документирования проводимых измерений.

И если с первым условием все однозначно и очевидно, то последующие условия могут трактоваться аккредитирующими организациями неоднозначно. В частности, второе из перечисленных условий должно бы контролироваться соответствующей квалификационной характеристикой энергоаудитора, в которой перечисляются области знания и умения энергоаудиторов основных направлений — теплоэнергетика и электроснабжение.

Специалист-теплоэнергетик в области энергоаудита и энергосбережения должен знать: системы теплоснабжения и топливоснабжения промпредприятий; системы отопления, вентиляции, кондиционирования и горячего водоснабжения; методы расчета и определения расходов тепла на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и технологические процессы; методы расчета расходов топлива в топливоиспользующих установках; методы анализа и разработки балансов топливопотребления установок, процессов, цехов и предприятий; системы и способы утилизации теплоты вторичных энергоресурсов (конденсата, сбросных жидкостей и газов) и методы расчета потенциала теплоты ВЭР; тепло- и топливоиспользующие установки; системы и приборы коммерческого учета тепловой энергии и топлива; компрессорное

и холодильное оборудование, системы пневмоприводов и способы осушки сжатого воздуха, системы охлаждения и отвода тепла; нормативные документы и СНиП по использованию и нормированию тепловой энергии, топлива, испытанию, эксплуатации тепло- и топливоиспользующих установок; методы углубленных обследований энергохозяйств в части тепло- и топливоиспользования; методы проведения замеров параметров тепловой энергии, основные направления и технические решения по рациональному энергопользованию и энергосбережению в системах теплоснабжения, топливоиспользования, а также по улучшению структуры тепло- и топливоиспользования на промышленных предприятиях; методы оценки и расчета потенциала энергосбережения.

Специалист в области электроэнергетики должен знать: основы энергоснабжения промпредприятий; основы электропривода; осветительные системы и установки; электронагревательные системы и установки; системы учета электроэнергии; электросварочное оборудование; электрический транспорт; основные направления и технические решения по РЭП и ЭС в системах электроснабжения промпредприятий; методы расчета и анализа балансов и удельных расходов затрат электроэнергии, нормативные документы в этой области; методы углубленных обследований электрохозяйств организаций и нормативно-правовую и нормативно-техническую документации; основные типы электроизмерительных приборов и методики измерений параметров электропотребления; правила устройств электроустановок, правила технической эксплуатации электроустановок и правила по технике безопасности.

Специалист в области энергоаудита и энергосбережения должен уметь: дать характеристику обследуемой организации и ее энергохозяйства в части электро-, тепло-, водо- и топливоснабжения; собирать сведения о выпуске основной и дополнительной продукции (помесечно) в натуральном и финансовом выражении; собирать исходную информацию для углубленного обследования на основе методических рекомендаций по углубленному обследованию энергохозяйства организации; проводить финансовый анализ затрат на энергоресурсы за предшествующий и текущий годы (помесечно) организации и ее структурных подразделений; составлять и проводить анализ материальных энергетических и сырьевых потоков; проводить инструментальный анализ технических и энергетических характеристик основных технологических процессов и установок, а также технико-экономических характеристик энергоносителей; рассчитывать и проводить сравнительный анализ энергетических балансов и удельные расходы энергоресурсов организации на основе фактических данных и расчетно-опытных методов при нормативных условиях работы электропотребляющего оборудования; рассчитывать потенциал энергосбережения, разрабатывать мероприятия и технические решения по рациональному энергопользованию

и энергосбережению и совершенствованию структуры энергопотребления, укрупненно оценивать эффективность внедрения мероприятий; разрабатывать отчет по результатам углубленного обследования и определения приоритетного перечня внедряемых энергосберегающих мероприятий; разрабатывать программу энергосбережения конкретных предприятий и организаций.

Последующие требования, предъявляемые к фирмам, желающим получить аккредитацию, еще более неопределенны.

Организационные вопросы проведения аккредитации конкретизированы в упомянутом приказе № 10. Ниже приведены извлечения из этого приказа Департамента Госэнергонадзора.

3. Порядок аккредитации.

3.1. Для получения аккредитации заявитель представляет в аккредитующий орган следующие документы и информацию:

- заявление о выдаче свидетельства об аккредитации с указанием наименования заявителя, организационно-правовой формы, обоснованием необходимости аккредитации, требуемой сферы аккредитации;
- лицензионно-разрешительную документацию на работы и услуги в заявленной сфере аккредитации;
- копии учредительных документов;
- копию свидетельства о государственной регистрации юридического лица;
- справку из налогового органа о постановке на учет;
- копии документов по аккредитации при других структурах по заявленной области деятельности.

Копии представляемых документов должны быть нотариально заверены.

Заявитель несет ответственность за достоверность представленной информации.

3.2. Вся поступившая документация проходит экспертизу, при положительных результатах которой принимается решение о выдаче свидетельства об аккредитации. Свидетельство об аккредитации подписывается руководителем аккредитующего органа либо его заместителем.

3.3. Решение об аккредитации или отказ в такой принимается в месячный срок со дня получения заявления со всеми необходимыми документами.

3.4. Основанием для отказа в аккредитации являются:

- наличие в документах, представленных заявителем, неполной, недостоверной или искаженной информации;
- отрицательное экспертное заключение, установившее несоответствие условиям, необходимым

для осуществления соответствующего вида деятельности.

3.5. При необходимости может быть назначена повторная экспертиза. В этом случае решение об аккредитации или об отказе в ней принимается в 30-дневный срок после получения экспертного заключения, но не позднее 60 дней со дня получения заявления со всеми необходимыми документами.

3.6. Уведомление об отказе в аккредитации направляется заявителю в трехдневный срок после принятия соответствующего решения с указанием причин отказа.

4. Действие свидетельства об аккредитации.

4.1. Действие организации на основании Свидетельства об аккредитации осуществляется только на территории (территориях) того субъекта (субъектов) Российской Федерации, где он был аккредитован.

4.2. В случае выполнения энергетических обследований на территории (территориях) другого субъекта (других субъектов) Российской Федерации энергоаудиторская организация должна зарегистрироваться в органе Госэнергонадзора того субъекта Российской Федерации, на территории которого производятся работы, и взаимодействовать с ним без прохождения процедуры аккредитации.

4.3. Срок действия Свидетельства — не более 3 лет. По истечении этого срока оно может быть продлено на новый срок в порядке, предусмотренном для его получения.

4.4. При ликвидации соответствующего юридического лица или прекращении действия свидетельства о государственной регистрации физического лица в качестве индивидуального предпринимателя Свидетельство теряет силу.

4.5. В случае изменения наименования юридического лица, его организационно-правовой формы, паспортных данных физического лица — обладателя Свидетельства они должны в 15-дневный срок поставить об этом в известность орган аккредитации и подать заявку о переоформлении Свидетельства с указанием причин. До переоформления Свидетельства организация может осуществлять деятельность на основании ранее выданного Свидетельства.

4.6. При реорганизации юридического лица, изменении целей и предметов его деятельности переоформление Свидетельства производится в порядке, установленном для его получения.

4.7. При утрате Свидетельства на основании заявления аккредитованной организации выдается дубликат Свидетельства.

5. Приостановление и отмена действия Свидетельства.

5.1. Аккредитующие органы могут приостанавливать действие Свидетельства или объявлять его недействительным.

5.2. Приостановление действия Свидетельства осуществляется в случаях:

- нарушения аккредитованным лицом предусмотренных настоящим Положением требований;
- невыполнения аккредитованным лицом указаний (предписаний) органов аккредитации;
- нарушения требований законодательства Российской Федерации и субъекта Российской Федерации, на территории (территориях) которого (которых) аккредитована организация, действующих государственных стандартов и иных нормативно-методических документов.

В случае изменения обстоятельств или устранения причин, повлекших приостановление действия Свидетельства, его действие распоряжением органа аккредитации может быть возобновлено.

5.3. Отмена действия (объявление недействительным) Свидетельства осуществляется в случаях:

- предоставления владельцем Свидетельства соответствующего заявления;
- неоднократного нарушения аккредитованным лицом требований действующих государственных стандартов и иных нормативно-методических документов, а также требований настоящего Положения;
- несоответствия информации, представляемой в аккредитующий орган;
- наличия обоснованных претензий со стороны Заказчика и органов Госэнергонадзора Минэнерго России по качеству проведенных работ;
- в иных случаях, являющихся существенными для принятия решения об исключении организации из числа аккредитованных.

5.4. Орган аккредитации, приостановивший действие или объявивший недействительным Свидетельство об аккредитации, в 10-дневный срок с момента принятия решения в письменной форме информирует об этом организацию с указанием конкретных причин.

5.5. Решение органов аккредитации может быть обжаловано в вышестоящую организацию.

6. Контроль за деятельностью аккредитованных организаций.

6.1. Организации, аккредитованные для проведения работ по энергетическим обследованиям, обязаны обеспечивать представителям органов аккредитации условия (транспорт, связь, необходимую документацию, доступ к объектам и материалам и т. д.) для осуществления контролирующей деятельности.

6.2. Контроль со стороны органов аккредитации может осуществляться путем:

- периодических или внеплановых проверок деятельности организации на месте;

■ присутствия в аккредитованной организации представителей, назначенных аккредитующим органом на период контроля;

■ предоставления организацией информации о выполненных работах и ее качестве;

■ сбора информации у заказчиков о качестве проводимых работ;

■ других действий контрольного характера.

6.3. Сведения об организациях, прошедших аккредитацию, а также сведения об организациях, действие аккредитации которых приостановлено или аннулировано, вносятся аккредитующим органом в реестр аккредитованных организаций и публикуются в профильных изданиях.

Форма Свидетельства об аккредитации, перечень разрешаемых видов энергетических обследований приведены в приложении на CD-диске.

2.4. ВОЗМОЖНЫЕ ОПРОСНЫЕ ЛИСТЫ

Энергоаудит как часть хозяйственной и экономической деятельности — явление сравнительно новое и молодое. И как для аудита финансово-хозяйственной деятельности, так и для энергоаудита необходима нормативная база.

Значение энергоаудита при практической реализации программ энергосбережения различного уровня объективно растет, и эта тенденция будет сохраняться в ближайшем будущем.

Практическое отсутствие нормативно-технической документации, обоснованных, утвержденных на федеральном уровне методик проведения энергоаудита приводит к использованию в практике энергоаудиторских фирм, как правило, самостоятельно разработанных подходов, документов.

Известно, что энергоаудит различного уровня начинается со сбора информации о предприятии, его технологиях, оборудовании, энергопотреблении и т. д.

При сборе данных энергоаудиторы используют разработанные ими опросные листы. За достоверность представляемых энергоаудиторам данных несет ответственность руководство предприятия. Задача энергоаудиторов — выборочным контролем оценить достоверность представляемых сведений.

Одна из опытейших энергоаудиторских фирм — «Интехэнерго-Аудит» — разработала перечень вопросов предприятию, ответы на которые способствуют качественному и ускоренному проведению энергоаудита и энергетической паспортизации.

Перечень вопросов по энергоаудиту

1. Краткие сведения о предприятии (по каждому из обследуемых объектов): генплан (ситуационный план) производственных сооружений, количество

цехов и их наименование, количество обследуемых зданий, их размещение, назначение, объем, площади помещений и промплощадок; сведения о выпуске основной продукции (за 2001÷2004 гг. ежемесячно), плановых и отчетных удельных расходах энергоресурсов и воды; сведения о тарифах на топливо, тепло, электроэнергию и ценах на водопотребление и водоотведение (за 2001÷2004 гг.); сведения об оплате за энергоресурсы, водопотребление и водоотведение ежемесячно за 2001÷2004 гг. сведения по существующей отчетности (цехов, производств) по выработке продукции, потребления сырья, энергоресурсов, воды и пр., нормативным и отчетным удельным показателям расхода энергоресурсов, отказам и простоям оборудования (холодный и горячий резерв) и др.; документы по нормированию расходов энергоресурсов; программы внедрения энергоресурсосберегающих мероприятий; сведения (протоколы) по оценке результатов внедрения.

2. Информация по системе топливоснабжения: договора на топливоснабжение; сведения о коммерческом и техническом учете топлива; сведения о ценах на топливо и финансовых расходах на него (2001÷2004 гг. ежемесячно); сведения о расходах и структуре топливопотребления (2001÷2004 гг. ежемесячно); отчетные балансы топливопотребления за 2001÷2004 гг. (ежемесячно); сведения о составе, техническом состоянии, характеристиках и режимах работы основного топливоиспользующего оборудования (технологические регламенты, инструкции); документы по нормированию расхода топлива; сведения о нормативных и отчетных показателях расхода на выработку тепловой энергии и производство единицы продукции.
3. Информация по системе теплоснабжения и теплопотребления: договора на теплоснабжение и теплопотребление; сведения о состоянии коммерческого и технического учета по структуре теплопотребления; принципиальная схема коммерческого и технического учета; сведения о себестоимости тепловой энергии в 2001÷2004 гг.; сведения о расходах тепловой энергии, структуре теплопотребления, тепловых нагрузках и режимах нагрузки в 2001÷2004 гг. (ежемесячно); сведения о техническом состоянии, характеристиках и режимах работы основного теплопотребляющего оборудования; отчетные балансы потребления тепловой энергии в 2001÷2004 гг.; схемы теплоснабжения.
4. Информация по системе электроснабжения: договор на электроснабжение с приложениями; сведения о тарифах на электроэнергию и финансовых расходах на нее за 2001–2004 гг. (ежемесячно); однолинейные схемы электроснабжения; принципиальная схема коммерческого и технического учета электроэнергии с указанием счетчиков, изме-

рительных трансформаторов тока и напряжения, их типов и мест расположения; сведения об отчетных балансах электроэнергии за 2001÷2004 гг. (ежемесячно); сведения о параметрах и оборудовании внутризаводских электрических сетей (тип трансформаторов, год ввода в эксплуатацию, сечение ВЛ и КЛ и их длина); документы по нормированию расходов электроэнергии на производство.

5. Информация по системе воздухоснабжения: сведения о составе, техническом состоянии, характеристиках и режимах работы основного компрессорного оборудования (режимные листы машинистов), сведения о выработке сжатого воздуха, времени работы каждого компрессора в 2001÷2004 гг. (ежемесячно); сведения об электропотреблении каждого компрессора в 2001÷2004 гг. (ежемесячно), или (при отсутствии такой информации) электропотреблении всей компрессорной станции (ежемесячно); принципиальная схема технического учета электроэнергии с указанием счетчиков, их типов и мест расположения; схема воздухоснабжения предприятия и сведения о воздушных сетях; отчетные балансы выработки/потребления сжатого воздуха в 2001÷2004 гг.; сведения по нормированию потребления сжатого воздуха.
6. Информация по системам водоснабжения и оборотным циклам: сведения о тарифах на потребление и сброс воды и финансовых расходах за 2001÷2004 гг. (ежемесячно); сведения о насосных станциях (водоподъемы, обратное водоснабжение и пр.; состав, техническое состояние, основные технические паспортные характеристики и регламенты); сведения об электропотреблении каждого насоса в 2001÷2004 гг. (ежемесячно), или (при отсутствии такой информации) электропотребление всей насосной станции (ежемесячно); сведения о расходах воды на каждой насосной станции в 2001÷2004 гг. (ежемесячно); отчетные параметры работы насосов (количество насосов в работе, интервалы давления на выходе, колебания расходов); схема водоснабжения предприятия (хоз.-питьевого, промышленного, обратного) с указанием длины и диаметров водопроводов; сведения о состоянии технического учета потребления воды; сведения о структуре потребления воды и расходах (промышленной, хоз.-питьевой и оборотной) участками и цехами предприятия в 2001÷2004 гг. (ежемесячно); отчетные балансы потребления воды (промышленной, хоз.-питьевой, оборотной); сведения по нормированию потребления воды.
7. Информация по системе холодоснабжения: сведения о составе, техническом состоянии, характеристиках и режимах работы основного оборудования (технические характеристики, регламенты); сведения об учете электропотребления, холодопроизводительности и нормах технологического

режима (режимные листы машинистов); сведения о работе каждой холодильной установки за характерный период времени лето, зима 2001÷2004 гг.; сведения о выработке холода и потреблении электроэнергии в 2001÷2004 гг. (помесечно); сведения о структуре потребителей холода; отчетные балансы выработки/потребления холода в 2001÷2004 гг.; сведения по нормированию выработки/потребления холода.

2.5. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРЕДПРИЯТИЯ

Согласно нормативно-правовым актам, принятым федеральными органами исполнительной власти и органами исполнительной власти субъектов РФ, потребители ТЭР обязаны иметь энергетический паспорт установленного образца. В настоящее время утвержден государственный стандарт энергетического паспорта промышленного потребителя ТЭР [1].

Однако специфические особенности потребителей ТЭР в той или иной отрасли экономики вызывают необходимость разработки и утверждения адаптированных к этим потребителям ТЭР энергетических паспортов.

Поскольку среди основных требований к энергетическому паспорту отмечают определение фактического и расчетного баланса ТЭР, оценку показателей энергоэффективности и перечень мероприятий и технических решений по рациональному энергоиспользованию, то очевидно, что содержание энергетического паспорта завода тяжелого машиностроения должно отличаться от энергетического паспорта предприятия «Газпром», имеющего тысячекилометровую протяженность и развитую инфраструктуру, или от энергетического паспорта предприятия МПС, или от энергетического паспорта жилых зданий и сооружений.

Наиболее распространенными являются энергетические паспорта зданий, сооружений и промышленных предприятий.

На примере последнего рассмотрим содержание энергетического паспорта, которое свидетельствует о том, что его разработка возможна только после проведения углубленного энергоаудита.

Энергетический паспорт промышленного потребителя ТЭР представляет собой единый документ, состоящий из расчетно-пояснительной записки и типовых табличных форм. Как было отмечено выше, при разработке энергетического паспорта используют данные по полному предыдущему (базовому) году работы предприятия и неполному текущему году. Поэтому все табличные данные паспорта содержат сведения за базовый и текущий годы. Согласно [1], в расчетно-пояснительную записку включают краткие сведения о предприятии и истории его становления, номенклатуре выпускаемой продукции, принципиаль-

ные технологические схемы, схемы материальных потоков с нанесенными на них местами подвода всех видов энергоносителей и выходом ВЭР, общий энергетический баланс предприятия в натуральных единицах измерения расходов энергоносителей, а также в условном топливе и его анализа; сведения об общих и структурированных по технологиям и отдельным объектам предприятия потреблении котельно-печного топлива и их анализ; сведения о фактическом и нормативном потреблении тепловой энергии как в целом по предприятию, так и по отдельным направлениям использования с установлением нормативных и сверхнормативных потерь энергии, аналогичные сведения по потреблению и использованию электрической энергии и моторного топлива. Отдельные разделы расчетно-пояснительной записки посвящаются анализу работы источников энергии, системам паро-, тепло-, воздухо-, холодо-, водоснабжения с анализом фактического состояния и возможностей снижения материальных и энергетических затрат.

Важным разделом расчетно-пояснительной записки являются сведения об эффективности использования ТЭР, динамике их изменения и результаты сравнения этих показателей с мировым и российским уровнем.

Заключительный раздел энергетического паспорта потребителя ТЭР должен включать перечень зафиксированных при обследовании потребителя фактов непроизводительных расходов ТЭР с указанием их величины в стоимостном и натуральном выражении; предлагаемые направления и технические решения повышения эффективности использования ТЭР с оценкой экономии последних в стоимостном и натуральном выражении с указанием затрат, сроков окупаемости: количественную оценку снижения уровня непроизводительных расходов ТЭР за счет внедрения энергосберегающих мероприятий, классифицированных на беззатратные и низкзатратные (со сроком окупаемости менее года); среднезатратные (со сроком окупаемости до трех лет); высокзатратные (со сроком окупаемости выше трех лет).

Типовые формы энергетического паспорта промышленного потребителя ТЭР включают:

- титульный лист энергетического паспорта потребителя ТЭР (П1-3, Приложение А), на котором указываются лица, ответственные за составленный паспорт и энергохозяйство предприятия;
- общие сведения о потребителе ТЭР, содержащие информацию о наименовании, реквизитах предприятия, объеме производства основной и вспомогательной продукции, численности персонала и другие сведения о предприятии (П1-3, Приложение Б);
- сведения об общем потреблении энергоносителей, содержащие информацию о годовом потреблении и коммерческом учете потребления

всех видов энергоносителей, используемых потребителем ТЭР (П1-3, Приложение В);

технические сведения о трансформаторных подстанциях, установленной мощности и краткой технической характеристикой наиболее энергоемких потребителей электроэнергии по направлениям использования: технология, насосы, вентиляторное оборудование, подъемно-транспортное оборудование, компрессоры, сварочное и холодильное оборудование, освещение, прочее потребление (П1-3, Приложения Г, Д, Е, Ж);

сведения о фактических и расчетно-нормативных приходах и расходах электроэнергии с учетом нормативных потерь (П1-3, Приложение К);

технические и энергетические сведения об источниках энергии (ТЭЦ, котельных) с указанием эффективности использования энергии на них (П1-3, Приложения И, Л);

технические и энергетические характеристики наиболее энергоемкого технологического оборудования, использующего тепловую энергию в виде пара и горячей воды (П1-3, Приложение М); топливоиспользующего оборудования (П1-3, Приложение Р) и транспортных средств (П1-3, Приложение Т);

расчетно-нормативное потребление тепловой энергии по подразделениям и направлениям: технология, отопление, вентиляция, горячее водоснабжение (П1-3, Приложение Н);

балансы потребления тепловой энергии (П1-3, Приложение П), котельно-печного (П1-3, Приложение С) и моторного топлива (П1-3, Приложение У) с указанием нормативных и сверхнормативных потерь;

сведения об использовании ВЭР, альтернативных топлив и возобновляемых источников энергии (П1-3, Приложение Ф);

сведения о показателях эффективности использования ТЭР, содержащие информацию об удельных расходах энергии (П1-3, Приложение Х);

сведения об энергосберегающих мероприятиях, содержащие информацию об энергоэффективных решениях по каждому виду ТЭР (П1-3, Приложение Ц).

Приложения А, Б, В, Г, Д, К, Л, М, Н, П, Р, С, Т, У, Ф, Х, Ц являются обязательными. Приложения Е, Ж, И рекомендуют к заполнению.

Содержание паспорта должно периодически обновляться в соответствии с действующими нормативно-правовыми актами федерального уровня, как правило, один раз в пять лет и храниться на предприятии, в территориальном органе Государственного энергетического надзора и в организации, проводившей энергоаудит и заполнившей энергетический паспорт.

2.6. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ЗДАНИЯ

Введение энергетических паспортов не только для промышленных предприятий, но и других потребителей ТЭР способствует наведению порядка в учете расходов и эффективности использования энергоресурсов.

Такой документ должен содержать три аспекта энергетической эффективности зданий: доказательство соответствия проекта нормативным требованиям, контроль энергоэффективности в процессе эксплуатации, побуждение владельцев зданий к снижению энергопотребления. Кроме того, этот документ должен подтверждать энергетическое качество здания при оценке его стоимости на рынке жилья.

Общая структура типового энергетического паспорта включает:

- общестроительные данные о геометрии и ориентации здания, его этажности и объеме, площади наружных ограждающих конструкций и пола отапливаемых помещений;
- климатические характеристики района строительства, включая подробные данные об отопительном периоде, расчетную температуру внутреннего воздуха;
- данные о системах поддержания микроклимата помещений и способах их регулирования в зависимости от изменения климатических воздействий, других источниках поступления тепловой энергии в здание;
- проектные данные о теплозащите здания и энергетические параметры, включающие приведенные сопротивления теплопередаче как отдельных ограждений, так и здания в целом, и сводные энергетические параметры здания, включающие удельный расход энергии на отопление здания как за отопительный период, так и приходящийся на одни градусо-сутки;
- проверку соответствия теплозащиты и энергетических параметров здания нормативным требованиям;
- изменения (объемно-планировочные, конструктивные, систем поддержания микроклимата) построенного здания по сравнению с проектом;
- результаты испытаний энергопотребления и теплозащиты здания после годового периода его эксплуатации и полученные на их основе обобщенные теплотехнические и энергетические параметры;
- сопоставление проектных и эксплуатационных теплозащитных и энергетических характеристик, присвоение категорий по энергетической эффективности с соответствующими льготами или санкциями, сертификация здания;
- мероприятия по повышению энергетической эффективности.

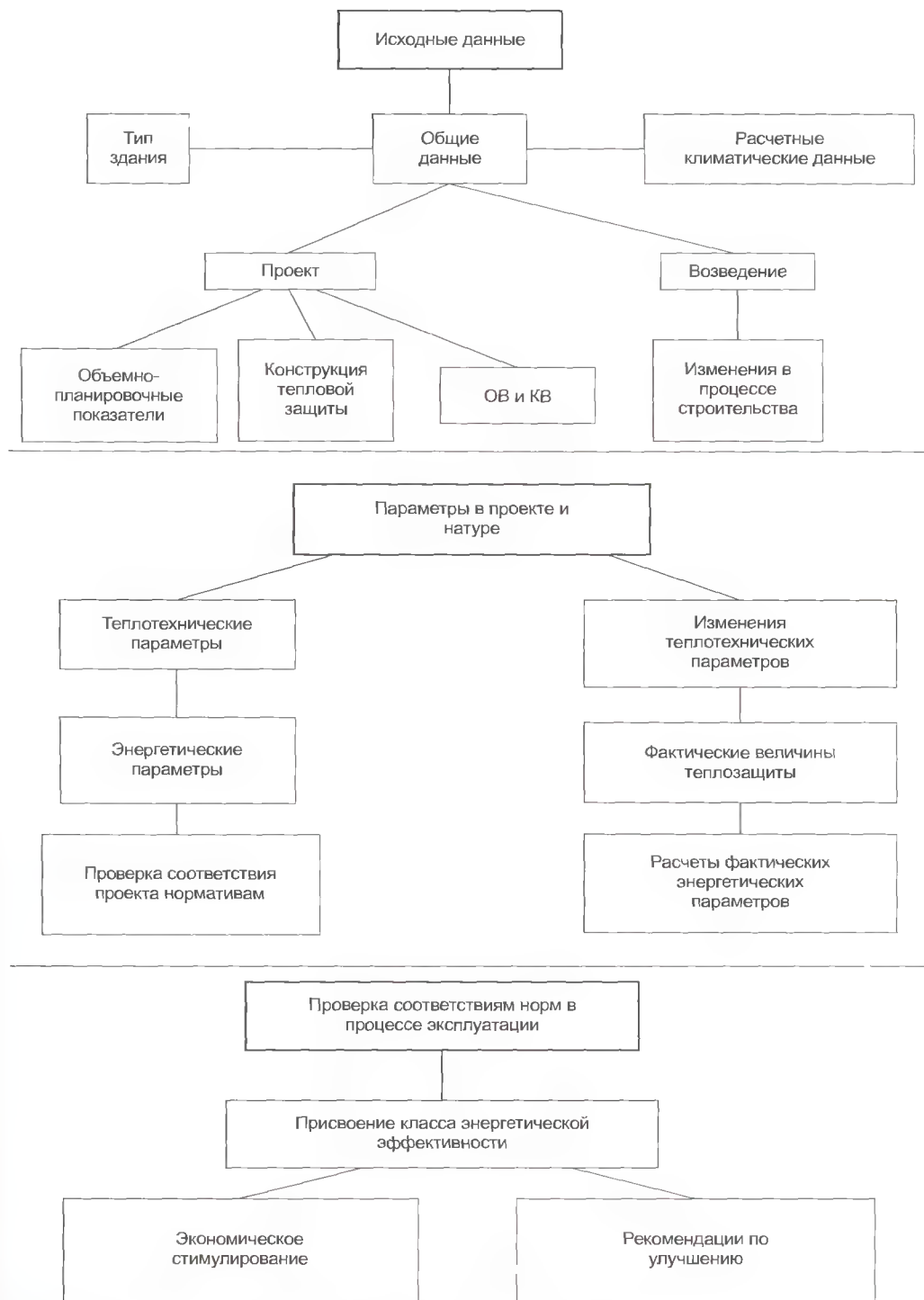


Рис. 1.2.9. Общая структура типового энергетического паспорта здания

Типовая форма такого документа была разработана еще в 1992÷1994 гг. в НИИ строительной физики (г. Москва) с участием ЦЭНЭФ и др. (см. рис. 1.2.9).

Предложенная структура энергетического паспорта трансформируется в регионах в конкретные формы. Так, Правительством Москвы принят документ МГСН 2.01-99 «Энергосбережение в зданиях. Нормативы по теплозащите и тепловодоснабжению», который хотя и относится в основном к энергетическому паспорту проекта жилого (общественного) здания, однако имеет и разделы, которые

можно рассматривать как прообраз энергетического паспорта здания, способствующего текущему повышению эффективности использования энергоресурсов.

Нормативный документ состоит из восьми разделов: раздел 1 — «Область применения», раздел 2 — «Законодательная основа и нормативные ссылки», раздел 3 — «Теплозащита зданий», раздел 4 — «Тепловодоснабжение жилых микрорайонов и зданий», раздел 5 — «Теплотехнические показатели энергоемкости здания», раздел 6 — «Требования к энергетиче-

скому паспорту проекта жилого и общественного здания», раздел 7 — «Электроснабжение и электрооборудование зданий» и раздел 8 — «Искусственное освещение зданий».

В энергетический паспорт включают:

- нормативные параметры теплозащиты здания;
- расчетные проектные показатели и характеристики здания.

К нормативным параметрам теплозащиты здания относятся:

- требуемые сопротивления теплопередаче всех видов наружных ограждающих конструкций (q_h^{req} ; $m^2 \cdot ^\circ C / Bt$);
- требуемую воздухопроницаемость ограждающих конструкций (G_m^{req} ; $kg / (m^2 \cdot ч)$);
- удельный расход тепловой энергии системой отопления здания за отопительный период (q_h^{req} ; $kBt \cdot ч / m^2$);
- требуемый (расчетный) приведенный коэффициент теплопередачи здания (K_m^{req} ; $Bt / (m^2 \cdot ^\circ C)$).

Среди расчетных проектных показателей и характеристик здания выделяют:

- объемно-планировочные показатели (строительный объем и площадь всех видов наружных ограждающих конструкций отапливаемой части здания; площадь квартир без летних помещений, жилая площадь квартир; высота этажа; отношение площади наружных ограждающих конструкций к площади квартир; отношение площади окон и балконных дверей к площади стен);
- расчетное количество жителей (в жилых зданиях и расчетное количество людей, исходя из расчетных показателей общественных зданий);
- уровень теплозащиты наружных ограждающих конструкций (приведенный трансмиссионный коэффициент теплопередачи здания), приведенный инфильтрационный коэффициент теплопередачи здания, сопротивление воздухопроницанию ограждающих конструкций (при разности давлений 10 Па), показатель компактности здания и удельный расход тепловой энергии системой отопления здания за отопительный период;
- энергетические нагрузки на системы инженерного оборудования здания (максимальный часовой и удельный максимальный часовой расход тепловой энергии на отопление, потребляемые мощности внутренних систем инженерного оборудования); среднесуточные расходы природного газа, холодной и горячей воды, электроэнергии;

■ показатели эксплуатационной энергоемкости внутренних инженерных систем здания (годовые и удельные расходы конечных видов энергоносителей) и удельная базовая энергоемкость системы отопления здания за отопительный период, удельная тепловая характеристика здания;

■ удельная тепловая эксплуатационная энергоемкость здания (обобщенный показатель годового расхода топливно-энергетических ресурсов в $(kBt \cdot ч)$ и $(kg \text{ у. т.})$ в расчете на $1 m^2$ площади).

Энергетический паспорт существующего здания снабжается листом-вкладышем для внесения результатов натурных испытаний теплозащитных качеств наружных ограждающих конструкций и проверки уровня удельной тепловой эксплуатационной энергоемкости внутренних инженерных систем и здания в целом, внесения результатов натурных обследований наружных ограждающих конструкций, внутренних инженерных систем и наружных сетей — на предмет выявления соответствия фактических показателей нормативным и проектным, а также записи выводов и рекомендаций организации, проводившей натурные испытания и обследования.

Для существующих зданий энергетический паспорт разрабатывается в качестве самостоятельного документа по заданиям организаций, осуществляющих эксплуатацию жилищного фонда.

Исходной технической документацией для разработки энергетического паспорта проекта является документация, разрабатываемая на утверждаемой стадии. Для существующих зданий, на которые исполнительная документация на строительство не сохранилась, энергетические паспорта составляются на основе материалов МосгорБТИ, необходимых натурных обследований и замеров.

Разработка и заполнение энергетического паспорта базируется на двух методиках: методике теплотехнического проектирования здания и методике квалитетического контроля энергетических параметров эксплуатируемого здания. Приведенный коэффициент теплопередачи здания, определяемый в энергетическом паспорте, содержит как трансмиссионные, так и инфильтрационные теплотери через все наружные ограждения. При оценке энергопотребления здания в натуральных условиях учитывается не только тепло, подаваемое системой отопления, но также внутреннее тепловыделение в помещениях от электрических осветительных и бытовых приборов, газовых плит и системы горячего водоснабжения. Введенный в паспорт универсальный удельный показатель расхода энергии на отопление здания, оценивающий количество теплоты, приходящейся на $1 m^2$ отапливаемой площади и на одни градусо-сутки, позволяет сопоставлять энергетическую эффективность зданий, расположенных в различных климатических зонах.

Вторая часть, по-существу, является предпусковым обследованием, позволяющим установить соответствие между запланированным и полученным в начале эксплуатации здания показателем энергетической эффективности.

При определении энергетических характеристик эксплуатируемого здания необходим инструментальный аудит количества энергии, поступающей в здание: тепловой, электрической, газа. Расход тепловой энергии, затрачиваемой на поддержание нормативной температуры в помещениях, отнесенный к разности температур внутреннего и наружного воздуха, позволяет получить величину расхода энергии за выбранный интервал времени, приходящуюся на 1°С разности температур внутреннего и наружного воздуха. Этот показатель является ключевой величиной для определения по результатам измерений основных эксплуатационных энергетических характеристик здания: удельного нормализованного расхода энергии на отопление и приведенного коэффициента теплопередачи здания.

И лишь третья часть паспорта предполагает систематический энергоаудит здания в процессе его многолетней эксплуатации и разработку предложений по улучшению энергетических характеристик.

Подтверждение соответствия показателя нормализованного удельного потребления тепловой энергии на отопление за отопительный период эксплуатируемого здания нормативным значениям необходимо выполнять в соответствии с требованиями контроля этого показателя согласно новым СНиП «Тепловая защита зданий» с учетом стандартов РФ ГОСТ Р 51380

«Энергосбережение. Методы подтверждения соответствия показателей энергетической эффективности энергопотребляющей продукции их нормативным значениям» и ГОСТ Р 51387 «Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. Основные положения» были разработаны с участием НИИСФ и утверждены в 2003 г.

Специальный раздел ТСН требует контроля проектной продукции на соответствие нормам ТСН. Энергетический паспорт, заполняемый на стадии разработки проектной документации, доказывает соответствие проекта требованиям ТСН. В случае несоответствия проекта требованиям ТСН проект здания должен возвращаться на доработку.

В процессе эксплуатации фонда зданий должен быть выборочный контроль (энергетический аудит) на предмет соответствия требованиям действующих норм или на предмет планирования реконструкции или модернизации зданий.

Следует отметить, что энергетический паспорт выдвигает энергетическую эффективность здания как важнейший показатель здания на динамичный рынок недвижимости. Он дает потенциальным покупателям, и жильцам и инвестиционным компаниям, конкретную информацию о том, что они могут ожидать от энергетической эффективности этого здания.

Ниже приведены фрагменты из МГСН 2.01-99, которые дают представления о возможности и целесообразности его использования для зданий, находящихся не одно десятилетие в эксплуатации, и для вновь возводимых.

Форма для заполнения энергетического паспорта

Параметры		Обозначение	Единица измерения	Величина
1		2	3	4
6.6.1. Нормативные параметры теплозащиты здания				
1.1.	Требуемое сопротивление теплопередаче:	R_0^{req}	$m^2 \cdot ^\circ C / Bt$	
	– наружных стен	$R_{0,w}^{req}$	$m^2 \cdot ^\circ C / Bt$	
	– окон и балконных дверей	$R_{0,F}^{req}$	$m^2 \cdot ^\circ C / Bt$	
	– покрытий	$R_{0,c}^{req}$	$m^2 \cdot ^\circ C / Bt$	
	– чердачных перекрытий с холодным чердаком	$R_{0,r}^{req}$	$m^2 \cdot ^\circ C / Bt$	
	– перекрытий над проездами (под эркерами)	$R_{0,f}^{req}$	$m^2 \cdot ^\circ C / Bt$	
	– перекрытий над неотапливаемыми подвалами и подпольями	$R_{0,j}^{req}$	$m^2 \cdot ^\circ C / Bt$	
	– входных дверей и ворот	$R_{0,ed}^{req}$	$m^2 \cdot ^\circ C / Bt$	
1.2	Требуемый приведенный коэффициент теплопередачи здания (расчетный)	K_m^{req}	$Bt / (m^2 \cdot ^\circ C)$	
1.3.	Требуемая воздухопроницаемость ограждающих конструкций:	G_m^{req}	$кг / (m^2 \cdot ч)$	
	– наружных стен (в т. ч. стыки)	$G_{m,w}^{req}$	$кг / (m^2 \cdot ч)$	
	– окон и балконных дверей (при разности давлений 10 Па)	$G_{m,F}^{req}$	$кг / (m^2 \cdot ч)$	
	– покрытий и цокольных перекрытий первого этажа	$G_{m,c}^{req}$	$кг / (m^2 \cdot ч)$	
	– входных дверей в квартиры	$G_{m,d}^{req}$	$кг / (m^2 \cdot ч)$	
1.4.	Требуемый удельный расход тепловой энергии системами отопления здания за отопительный период	q_h^{req}	$кВт \cdot ч / m^2$	

6.6.2. Расчетные показатели и характеристики здания

1	2	3	4
2.1. Объемно-планировочные решения			
2.1.1. Строительный объем, в том числе отапливаемой части	V_0 V_h	м^3 м^3	
2.1.2. Количество квартир	—	шт	
2.1.3. Расчетное количество жителей в жилых зданиях и расчетное количество людей, исходя из расчетных показателей общественных зданий	—	чел	
2.1.4. Общая площадь квартир (без летних помещений) и полезная площадь нежилого этажа; для общественных зданий — полезная площадь	A_k	м^2	
2.1.5. Площадь жилых помещений; для общественных зданий — расчетная площадь	A_r	м^2	
2.1.6. Высота этажа – от пола до пола – от пола до потолка	h h_1	м м	
2.1.7. Общая площадь наружных ограждающих конструкций отапливаемой части здания, в том числе:	A_e^{sum}	м^2	
– стен, включая окна, балконные и входные двери в здание, витражи	A_{w+F+ed}	м^2	
– окон и балконных дверей	A_F	м^2	
– входных дверей и ворот, витражей	A_{ed}	м^2	
– покрытий	A_c	м^2	
– чердачных перекрытий	A_c	м^2	
– перекрытий над неотапливаемыми подвалами и подпольями	A_f	м^2	
– перекрытий над проездами и под эркерами	A_f	м^2	
– полов по грунту	A_f	м^2	
2.1.8. Отношение площади наружных ограждающих конструкций отапливаемой части здания к площади квартир A_e^{sum} / A_h	k	—	
2.1.9. Отношение площади окон и балконных дверей к площади стен, включая окна и балконные двери A_F / A_{w+F}	p	—	
2.1.10. Компактность здания A_e^{sum} / Vh	k_e		
2.2. Уровень теплозащиты			
2.2.1. Приведенное сопротивление теплопередаче:			
– стен	R_w^r	$\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$	
– окон и балконных дверей	R_F^r	$\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$	
– наружных дверей и ворот, витражей	R_{ed}^r	$\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$	
– покрытий	R_c^r	$\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$	
– чердачных перекрытий	R_c^r	$\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$	
– перекрытий теплых чердаков	R_c^r	$\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$	
– перекрытий над подвалами и подпольями	R_f^r	$\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$	
– перекрытий над проездами и под эркерами	R_f^r	$\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$	
– полов по грунту	R_f^r	$\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$	
2.2.2. Приведенный трансмиссионный коэффициент теплопередачи здания	K_m^{tr}	$\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$	

1	2	3	4
2.2.3. Сопротивление воздухопроницанию наружных ограждающих конструкций:			
– стен (в т.ч. стыки)	$R_{a,w}$	$\text{м}^2 \cdot \text{ч/кг}$	
– окон и балконных дверей	$R_{a,F}$	$\text{м}^2 \cdot \text{ч/кг}$	
– перекрытия над техподпольем, подвалом	$R_{a,f}$	$\text{м}^2 \cdot \text{ч/кг}$	
– входных дверей в квартиры	$R_{a,ed}$	$\text{м}^2 \cdot \text{ч/кг}$	
– стыков элементов стен	$R_{a,j}$	$\text{м}^2 \cdot \text{ч/кг}$	
2.2.4. Приведенная воздухопроницаемость ограждающих конструкций здания (при разности давлений 10 Па)	G_m^r	$\text{кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$	
2.2.5. Приведенный инфильтрационный (условный) коэффициент теплопередачи здания	K_m^{inf}	$\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$	
2.2.6. Общий коэффициент теплопередачи здания	K_m	$\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$	
2.3 Энергетические нагрузки здания			
2.3.1. Установленная мощность систем инженерного оборудования:			
– отопления	Q_h	кВт	
– горячего водоснабжения	Q_{hw}^{max}	кВт	
– принудительной вентиляции	Q_v	кВт	
– воздушно-тепловой завесы	Q	кВт	
– электроснабжения, в том числе:	N_e	кВт	
– на общедомовое освещение	N_l	кВт	
– в квартирах, в помещениях общественных зданий	N_a	кВт	
– на силовое оборудование	N_p	кВт	
– на отопление и вентиляцию	N_h	кВт	
– на водоснабжение и канализацию	N_w	кВт	
– других систем (каждой отдельно)	(N)	кВт	
2.3.2. Среднечасовой за отопительный период расход тепла на горячее водоснабжение	Q_{hw}	кВт	
2.3.3. Средние суточные расходы:			
– природного газа	V_{ng}	$\text{м}^3/\text{сут.}$	
– холодной воды	V_{cw}	$\text{м}^3/\text{сут.}$	
– горячей воды	V_{hw}	$\text{м}^3/\text{сут.}$	
– электроэнергии	N_{av}	$\text{кВт} \cdot \text{ч}$	
2.3.4. Удельный максимальный часовой расход тепловой энергии на 1 м^2 общей площади квартир:			
– на отопление	q_h	$\text{Вт}/\text{м}^2$	
– на вентиляцию	q_v	$\text{Вт}/\text{м}^2$	
2.3.5. Удельная тепловая характеристика здания	q_m	$\text{Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$	
2.4. Показатели эксплуатационной энергоемкости здания за год			
2.4.1. Годовые расходы конечных видов энергоносителей на здание:			
– тепловой энергии на отопление за отопительный период	Q_h^y	$\text{МВт} \cdot \text{ч}$	
– тепловой энергии на горячее водоснабжение	Q_{hw}^y	$\text{МВт} \cdot \text{ч}$	
– тепловой энергии на принудительную вентиляцию	Q_v^y	$\text{МВт} \cdot \text{ч}$	
– тепловой энергии других систем (раздельно)	Q^y	$\text{МВт} \cdot \text{ч}$	
– электрической энергии, в том числе:	E^y	$\text{МВт} \cdot \text{ч}$	
– на общедомовое освещение	E_l^y	$\text{МВт} \cdot \text{ч}$	
– в квартирах, в помещениях общественных зданий	E_a^y	$\text{МВт} \cdot \text{ч}$	
– на силовое оборудование	E_p^y	$\text{МВт} \cdot \text{ч}$	

1		2	3	4
2.4.2.	– на отопление и вентиляцию	E_h^y	МВт · ч	
	– на водоснабжение и канализацию	(E_w)	МВт · ч	
	– природного газа	Q_{ng}^y	тыс. м ³	
	Годовые удельные базовые расходы конечных видов энергоносителей:			
2.4.2.	– тепловой энергии на отопление за отопительный период	$q_{h.bas}^y$	кВт · ч/м ²	
	– тепловой энергии на горячее водоснабжение	q_{hw}^y	кВт · ч/м ²	
	– тепловой энергии на принудительную вентиляцию	q_v^y	кВт · ч/м ²	
	– тепловой энергии других систем (раздельно)	q^y	кВт · ч/м	
	– электрической энергии	q_c^y	кВт · ч/м ²	
	– природного газа	q_{ng}^y	м ³ /м ²	
2.4.3	Удельная эксплуатационная энергоемкость здания	q^y	кВт · ч/м ² кг у. т./м ²	
2.5	<i>Теплоэнергетические параметры теплозащиты здания</i>			
2.5.1	Общие теплопотери через оболочку здания (за отопительный период)	Q_{ht}^y	кВт · ч	
2.5.2	Теплопоступления в здание за отопительный период:			
	– удельные бытовые тепловыделения	q_{int}	Вт/м ²	
	– бытовые теплопоступления в здание	Q_{int}^y	кВт · ч/год	
	– теплопоступления от солнечной радиации:	Q_s^y	кВт · ч/год	
	Светопрозрачные конструкции	Площадь A	солнечная радиация I	$A \cdot I$ кВт · ч
	Окна на фасадах	м ²	ориентация	интенсивность, кВт · ч/м ²
	первом		С	12
	втором		З	232
	третьем		Ю	551
	четвертом		В	232
	Зенитные фонари			288
	– коэффициент, учитывающий затенение окна непрозрачными элементами		τ_F	–
	– коэффициент, учитывающий затенение зенитных фонарей непрозрачными элементами		τ_{scy}	–
	– коэффициент относительного проникания солнечной радиации через окно		k_F	–
	– коэффициент относительного проникания солнечной радиации через зенитные фонари		k_{scy}	–
2.5.3.	Потребность тепловой энергии на отопление здания за отопительный период			
	– коэффициент, учитывающий аккумулирующую способность ограждений		ν	– 0,8
	– коэффициент, учитывающий дополнительное теплопотребление системы отопления		β_{ht}	
	Потребность в тепловой энергии на отопление здания (за отопительный период)		Q_{hy}	кВт · ч
	Расчетный удельный расход тепловой энергии на отопление здания (за отопительный период)		q_h^{des}	кВт · ч/м ²
2.5.4.	Проверка на соответствие проекта теплозащиты МГСН			
	Нормируемый удельный расход тепловой энергии системой отопления здания		q_h^{req}	кВт · ч/м ²
	Соответствует ли проект теплозащиты требованиям МГСН			ДА НЕТ

	1	2	3	4
2.6.	Расчетные условия:			
	Расчетная температура внутреннего воздуха для расчета теплозащиты	t_{int}	°C	
	Температура внутреннего воздуха для расчета систем отопления и вентиляции	t_{int}^h	°C	
	Расчетная температура наружного воздуха	t_{ext}	°C	
	Продолжительность отопительного периода	z_{ht}	сут.	
	Средняя температура наружного воздуха за отопительный период	t_{ht}	°C	
	Градусо-сутки отопительного периода	D_d	°C · сут.	

6.7. Характеристики наружных ограждающих конструкций (краткое описание)

6.7.1. Стены

6.7.2. Окна и балконные двери

6.7.3. Перекрытие над техническим подпольем, подвалом

6.7.4. Перекрытие над последним жилым этажом либо над теплым чердаком

Регистрационный № _____
« _____ » _____ 199 г.

(подпись)
МП

6.8. Вкладыш к энергетическому паспорту проекта здания

_____ Квартирного _____ секционного _____ этажного жилого здания
Адрес (строительный)

Общая часть

РЕЗУЛЬТАТЫ НАТУРНЫХ ИСПЫТАНИЙ [существующего здания]

№№ поз. энергетического паспорта проекта	Наименование показателей и характе- ристик (раздел 2)	Обозначение	Единица из- мерения	Количество	
				По проекту	По результатам натур- ных испытаний
1	2	3	4	5	6

Выводы и рекомендации

Дата проведения испытаний

Организация, должность, Ф.И.О. исполнителей

печать (штамп)

**РЕЗУЛЬТАТЫ НАТУРНЫХ ОБСЛЕДОВАНИЙ
[существующего здания]**

Разделы проекта и номера чертежей	Наименование наружных ограждающих конструкций, внутренних инженерных систем и наружных сетей	Решения	
		По проекту	Выявленные в натуре
1	2	3	4

Выводы и рекомендации

Дата проведения испытаний

Организация, должность, Ф. И.О. исполнителей

печать (штамп)

**2.7. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ПАСПОРТ КОТЕЛЬНОЙ**

Энергетическая паспортизация потребителей ТЭР, отдельных их элементов способствует не только наведению порядка в документации энергохозяйства, но и актуализирует, систематизирует работу по рациональному использованию энергоресурсов.

В настоящее время отсутствуют нормативные документы федерального уровня, в которых излагались бы требования к энергетическому паспорту котельных любого назначения и его состав (содержание пояснительной записки, табличные формы и т. п.).

На региональном уровне (г. Москва и Московская область, Свердловская область и др.) не только разработаны и утверждены «Энергетический паспорт котельной», но и проведена паспортизация котельных (в первую очередь жилищно-коммунального хозяй-

ва). Как показала практика, паспортизация котельных принесла ощутимый энергетический эффект для муниципальных образований и региона в целом.

Энергетическая паспортизация промышленных и муниципальных источников энергии регламентируется на региональном уровне. Примером реализации энергетической паспортизации источников тепловой энергии может служить Свердловская область, которая постановлением правительства Свердловской области ввела техническую паспортизацию котельных. Ниже приведена форма паспорта котельной, включающего как технический паспорт, так и мониторинг фактической работы по энергосбережению.

Более расширенный вариант таблиц, входящих в энергетический паспорт, включает сведения о предприятии, которому принадлежит котельная; общие сведения о котельной; общее потребление энергоносителей в текущем году; сведения о котлах и работе котельной; расход и стоимость (без НДС) внешних

энергоносителей; расход и себестоимость отпускаемых энергоносителей (в том числе водоснабжение и водоотведение); тарифы энергоснабжающей организации и субабоненты; приборный учет потребления энергоносителей; сведения о трансформаторных подстанциях; устройствах для компенсации реактивной мощности; сведения о технологическом оборудовании,

использующем тепловую энергию; сведения о нагнетателях (насосы, вентиляторы, дымососы); сведения об электрооборудовании котельной, использующем электроэнергию (подъемно-транспортное, сварочное, электрозадвижки, освещение, бытовая техника); состояние и использование конденсата, сведения о трубопроводных коммуникациях.

УТВЕРЖДЕН

приказ ГУ ... Госэнергонадзора»

от ... № ...

«О введении Технических паспортов
котельных» в ... области»

УТВЕРЖДЕН

постановление Правительства

... области

от ... № ...

«О введении Технических паспортов
котельных в ... области»

**Технический паспорт
котельной № _____**

(название котельной)

Раздел I

Общие сведения о котельной

Котельная № _____

(название котельной, ведомственность: муницип., ведомст., частн., другая)

Муниципальное образование _____

Населенный пункт _____

Почтовый адрес _____

Наименование организации _____

(код предприятия по ОКПО)

Ф.И.О., телефон руководителя _____

Ф.И.О., телефон должностного лица, ответственного за энергетическое хозяйство организации _____

Лицензия № _____ от _____

Срок действия лицензии до ____ . ____ . ____ г.

Продлен до ____ . ____ . ____ г.

Дата, номер решения и наименование органа, утверждающего тариф на тепловую энергию: _____

Проектная мощность котельной _____ Гкал/час

Температурный график (расчетный) _____ °С/°С

Дымовая труба:

материал _____ высота _____ м, диаметр _____ мм

Топливо: основное _____ резервное _____

Емкость топливных баков _____ куб. м

Год ввода в эксплуатацию: _____

Балансовая стоимость (млн руб.): _____

Персонал (численность) _____

Тариф на тепловую энергию _____ руб./Гкал (без НДС)

Тариф на передачу тепловой энергии _____ руб./Гкал (без НДС)

I. Тепловой баланс котельной

Располагаемая мощность котельной		Гкал/час
Фактическая мощность котельной		Гкал/час
Количество вырабатываемого тепла		Гкал/год
Удельный расход топлива		кг у. т./Гкал
Годовой расход топлива (основное)		тыс. т у. т./год
Годовой расход топлива (резервное)		тыс. т у. т./год
Годовой расход электроэнергии		тыс. кВт · час/год
КПД котельной		%

Потребление тепловой энергии, Гкал/год:

Наименование		муниц. собствен.	частная собствен.	ведомств. собствен.	ИТОГО
жилищный фонд (площадь)	Гкал/год				
	площадь, кв. м				
соц.-культ., быт: (площадь)	Гкал/год				
	площадь, кв. м				
прочие организации (площадь)	Гкал/год				
	площадь, кв. м				
Итого потребители, Гкал:					
Технологические нужды					
Собственные нужды котельной					
Потери в тепловых сетях					
Потребление всего:					

II. Котлы

№ ст.	Тип котла	Год установки	Год капремонта (последний)	Производительность Гкал/ч (тонн/час)	Поверхность нагрева, м ²	Количество секций штук	Примечания (резерв, ремонт, требует замены, пр.)
Водогрейные котлы							
1							
Паровые котлы							
1							

Примечание. В примечаниях указывается, в каком состоянии находятся котлоагрегаты: в ремонте, в резерве, в аварийном состоянии, требуют замены, реконструкции, переводятся на другой вид топлива.

III. Насосы

Назначение	Тип насоса	Год установки	Количество штук	Техн. характеристика		Электродвигатель		
				Подача, м ³ /ч	Напор, м	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин

IV. Тягодутьевые устройства (дымососы, вентиляторы)

Наименование и ст. № котла	Тип устройства	Год установки	Количество штук	Техн. характеристика		Электродвигатель		
				Производительность, м ³ /ч	Напор, м	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин

V. Котельно-вспомогательное оборудование (химводоподготовка, деаэраторы, бойлеры)

Наименование оборудования	Тип (марка)	Год установки	Количество штук	Техническая характеристика			
				Производительн., т/ч	Диаметр, мм	Объем, м ³	Поверхность, м ²

VI. Основная арматура

Наименование арматуры	Тип арматуры	Год установки	Количество штук	Техническая характеристика	
				Напор, кгс/см ²	Диаметр, мм
Водопровод					
Газопровод					
Тепловые сети					

VII. КИПиА котельной

Наименование прибора (приборы учета и регулирования)	Код наименования	Шкала прибора	Количество штук
Учет расхода исходной воды			
Учет расхода горячей воды			
Учет расхода газа			
Учет расхода тепловой энергии			
Учет расхода электроэнергии			
Учет расхода топлива (жидкого, твердого)			

VIII. Характеристика тепловых сетей

	Диаметр, мм	Длина, м	Удельные тепловотери, Вт/м	Тепловотери, Вт	Материал изоляции. Способ прокладки
Паропровод Т пара =					
Конденсатопровод					
Тепловые сети Т = 95...70 °С					
Тепловые сети Т = 130...70 °С					
Тепловые сети Т = 150...70 °С					
Тепловотери по сетям				Вт	
			Вт · 0,86	Гкал/час	
Годовые потери тепловой энергии по сетям				Гкал	
Тепловые потери с утечками теплоносителя				Гкал	
Суммарные потери тепловой энергии по тепловым сетям				Гкал	

IX. Источник водоснабжения

Показатели качества воды

жесткость, Ca²⁺

жесткость, общ.

щелочность, ф-ф

щелочность, общ.

хлориды

Потребность в
химочищенной воде, м³/ч

Предочистка (коагуляция, отстаивание,
фильтрование, известковое умягчение)

тип

Химводоочистка

производительность, м³/ч

тип

катионитные
фильтры

всего

1-я ступень

количество регенераций в сутки

2-я ступень

количество регенераций
в сутки

железо общее

сульфаты

солесодержание

прозрачность

pH

Удаление газов из воды:
1. Декарбонизаторы

тип

количество

объем обрабатываемой
воды, м³/ч

2. Деазраторы

тип

количество

объем обрабатываемой воды, м³/ч

Сетевые водонагреватели

тип

кол-во

тип

кол-во

годовой расход реагента для регенераций, т		температура после водонагревателей, °С	
материал	тип	Сеть	открытая/за- крытая
диаметр, м		объем, м ³	
высота загрузки, м		объем подпитки, м ³ /час	
Иной способ обработки воды		Возврат конденсата	есть/нет
тип			

Для заметок

ПРИЛОЖЕНИЕ. Тепловая схема котельной, план и разрезы котельной, размещение оборудования с указанием основных размеров, температурный график отпуска сетевой воды, Приложение № 1 (присоединенная нагрузка).

РАЗДЕЛ II

ФАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ В ОРГАНИЗАЦИИ

1. Номер и дата приказа по организации о введении мероприятий по энергосбережению в организации
2. Номер и дата приказа о внесении изменений в должностные инструкции в связи с введением мероприятий по энергосбережению в организации
3. Перечень должностных лиц, ответственных за работу по энергосбережению по основным ее направлениям:

№ п/п	Фамилия, имя, отчество, должность	Наименование работ или направлений	Примечания

4. Перечень помещений (группы помещений), оборудования, закрепленных за должностными лицами и специалистами организаций:

№ п/п	Ф.И.О., должность	Наименование помещения, оборудования	Примечания

5. Сведения о мероприятиях по энергосбережению в организации, ответственные лица:

№ п/п	Наименование мероприятия	Наименование помещения, оборудования	Должностное лицо

6. Сведения об изменении режима работы электрооборудования в организации, вызванные проведением мероприятий по энергосбережению.

№ п/п	Наименование электрооборудования и порядок его работы	Дата изменения

7. Сведения об изменении режима работы системы теплоснабжения и ГВС.

№ п/п	Наименование электрооборудования и порядок его работы	Дата изменения

8. Сведения об инструктаже работников организации (персонала) об изменении режима работы электрооборудования, систем теплоснабжения, рациональном использовании энергетических ресурсов.

№ п/п	Ф.И.О. работника (сотрудника)	Сведения о проведении инструктажа	Дата, подпись инструктирующего	Дата, подпись инструктируемого

Подпись руководителя организации

Исполнитель: (Ф.И.О., телефон)

Гл. инженер
предприятия

Инспектор ГУ
«...Госэнергонadzор»

Дата заполнения паспорта

«__» _____ М. П.

«__» _____ М. П.

3. ЭНЕРГОБАЛАНСЫ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЭР И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Энергетический баланс (в дальнейшем энергобаланс) промышленного объекта, т. е. промышленного предприятия, его подразделения, технологической линии, установки, аппарата, является частным выражением закона сохранения энергии (первого закона термодинамики).

Энергетический баланс является важной характеристикой состояния энергетического хозяйства предприятия и отражает полное количественное соответствие между суммой подведенной энергии (приходной частью), с одной стороны, и суммой полезной энергии и потерь (расходной частью), с другой.

Приходная часть энергетического баланса содержит перечень видов энергетических ресурсов, поступающих на предприятие в количественном выражении, а расходная часть — перечень всех статей расходов энергоресурсов, включая ее потери при использовании, преобразовании и транспортировке.

Очевидно, что возможны различные уровни составления энергетических балансов, начиная от энергобаланса планеты Земля, отдельной страны, ее региона, переходя на уровень промышленного предприятия, его подразделения, технологической линии, установки, аппарата.

Составление и анализ энергобалансов направлены на решение следующих основных задач: оценку фактического состояния и эффективности энергоиспользования на предприятии, выявление причин возникновения и определение потерь энергоресурсов и энергоносителей; выявление и оценку резервов экономии топлива и энергии и разработку плана мероприятий, направленных на снижение их потерь; улучшение режимов работы технологического и энергетического оборудования; определение рациональных размеров энергопотребления в производственных процессах и установках; совершенствование методики нормирования и разработку норм расхода топлива и энергии на производство продукции; определение требований к организации и совершенствованию системы учета и контроля расхода энергоресурсов и энергоносителей; получение исходной информации для решения вопросов создания нового оборудования и совершенствование технологических процессов с целью снижения энергетических затрат; оптимизации структуры энергетического баланса предприятия в результате выбора оптимальных направлений, способов и размеров использования подведенных и вторичных энергоресурсов; совершенствования системы стимулирования экономии топлива и энергии.

3.1. ВИДЫ ЭНЕРГОБАЛАНСОВ

Согласно нормативно-правовому законодательству нашей страны энергетические балансы промышленных предприятий (ГОСТ 27322-87**) классифицируют по следующим признакам:

- по объектам энергопотребления — энергобалансы предприятия, производства, цеха, участка, агрегата, установки и т. п.;
- по целевому назначению — энергобалансы технологические (по основным, вспомогательным технологическим линиям), энергобалансы санитарно-технических нужд (отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха, освещения и т. д.);
- по совокупности видов энергетических потоков — сводный энергобаланс по суммарному потреблению топливно-энергетических ресурсов; частные энергобалансы по отдельным видам и параметрам потребляемых энергоресурсов;
- по времени разработки (отчетные, составляемые по отчетам, фактическим данным за прошлый период; плановые, составляемые на ближайший планируемый период с учетом заданий по снижению норм расхода энергии; проектные, составляемые во время разработки проекта; перспективные, составляемые на прогнозный период с учетом коренных изменений в технологии, организации производственного процесса и энергетического хозяйства предприятия);
- по способу разработки — опытный, составленный по фактическим замерам параметров и расходов энергетического потока; расчетный, составленный на основании расчета энергопотребления рассматриваемого производства; опытно-расчетный, составленный с использованием как фактических замеров, так и расчетов;
- по форме составления — синтетический, показывающий распределение подведенных энергоносителей внутри предприятия или отдельных его элементов; аналитический, определяющий глубину и характер использования энергоносителей и составляемый с разделением общего расхода энергоносителей на полезный расход (условно-полезный) и потери энергоресурсов.

Опытный баланс составляется с использованием показаний стационарных или портативных средств измерений, расчетный — на основе технологических,

теплотехнических и других видов расчета. При разработке проектов технологических или санитарно-технических систем, а также предприятий в целом расчеты составляющих энергобалансов выполняются, как правило, по укрупненным показателям, т. е. удельным нормам расхода каждого вида ТЭР на ту или иную продукцию, тот или иной технологический процесс.

При проведении энергетических обследований возможно составление энергетических балансов по качественному признаку: рациональный, нормализованный, оптимальный [1].

Рациональный энергетический баланс должен отражать уровень энергоиспользования с учетом мероприятий по снижению расхода топлива и энергии без реконструкции основного оборудования в результате проведения отдельных мероприятий по реализации выявленных резервов экономии.

Нормализованный (нормативный) энергетический баланс отражает уровень энергоиспользования, соответствующий научно-обоснованным нормам расхода топлива и энергии.

Оптимальный энергобаланс должен составляться по заданному критерию оптимизации, как правило, в целом для промышленного предприятия.

Исходная информация, необходимая для составления и анализа энергетических балансов на предприятии, может быть представлена в виде следующих данных: общей производственной и энергетической характеристики предприятия; описания схемы материальных и энергетических потоков, перечня и характеристики основного энергоиспользующего оборудования; расходов энергоносителей и состояния оборудования; состояния работ по рационализации энергоиспользования на предприятии; общей характеристики промышленного узла, к которому принадлежит предприятие.

Для составления общезаводского энергобаланса необходимо иметь укрупненные структурные технологические схемы получения продукции (основные этапы, через которые последовательно проходит исходное сырье, материалы от первоначального состояния до готовой продукции) с нанесенными местами подвода различных первичных энергоресурсов и выхода вторичных энергоресурсов.

Необходимая для составления энергетических балансов исходная информация о расходах энергии и энергоносителей и состоянии оборудования включает расход топлива, электрической и тепловой энергии по предприятию и его подразделениям, основным видам продукции и укрупненным группам технологических процессов; структуру установленной мощности электроприемников по укрупненным группам потребителей; плановые и фактические удельные расходы топлива, электрической и тепловой энергии на производство основных видов продукции; графики нагрузки по электрической и тепловой энергии, эксплуатационные параметры оборудования. Упорядочению всех статей энергобаланса способствует схема энергетических потоков.

Анализ энергетических балансов состоит в качественной и количественной оценке состояния энергетического хозяйства и энергоиспользования и проводится в направлениях исследования структуры поступления и потребления энергоресурсов и энергоносителей на предприятии; определения показателей эффективности энергоиспользования; расчета обобщенных показателей состояния и развития энергетического хозяйства предприятия; получения исходной информации для постановки и решения задач оптимизации структуры энергетического баланса предприятия.

На основе энергетического баланса выявляются конкретные участки на предприятии, имеющие потенциал энергосбережения, и определяются мероприятия по энергосбережению.

В целом решение этой задачи предполагает выполнение следующих шагов: оценка текущего состояния энергетического хозяйства и энергопотребления предприятия; определение участков с нерациональным потреблением энергоресурсов; определение состава мероприятий по энергоэффективности; расчет экономических показателей энергоэффективных проектов; отбор проектов с учетом имеющихся ограничений на инвестиционные ресурсы; контроль за ходом выполнения мероприятий.

Для анализа текущего состояния энергохозяйства и энергопотребления предприятия и уровня использования ТЭР используют отчетные энергобалансы. Синтетические балансы показывают распределение энергоресурсов внутри предприятия или его подразделения. Для оценки степени полезного использования энергоресурсов используются аналитические энергобалансы.

При анализе структуры приходной и расходной частей энергетического баланса можно установить специфику энергопотребления и эффективности энергоиспользования по сравнению с аналогичными предприятиями и наметить пути изменения структуры энергетического баланса.

Анализ структуры потребления подведенных и вырабатываемых на предприятии энергоносителей, а также их стоимости позволяет оценить удельный вес каждого из них на стадии конечного использования и сделать вывод о необходимости акцентировать внимание на анализе использования того или иного энергоносителя.

Структура энергопотребления по производственно-территориальному признаку обуславливает удельный вес каждого объекта на предприятии как по суммарному энергопотреблению, так и по потреблению отдельных видов энергоносителей.

Анализ структуры энергопотребления по целевому назначению дает возможность определить удельный вес различных направлений энергопотребления (технологические нужды, силовые нужды, отопление и др.) как в цехах, так и по предприятию в целом, удельный вес различных потребителей в каждом направлении энергопотребления, а также распределение

отдельных видов энергоносителей по направлениям потребления и потребителям.

Выбор основных направлений энергосбережения осуществляется согласно методологии, изложенной в п. 2.2.3.

3.2. ЭНЕРГОБАЛАНС ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

При составлении энергобаланса промышленного предприятия удобно воспользоваться следующей обобщенной схемой или моделью, приведенной на рис. 1.3.1. Здесь Q_i и Q_j — потоки теплоты, поступающие и удаляемые из объекта с потоками веществ G_i и G_j , например, с паром и конденсатом, топливом и уходящими газами и т. п.; Q_{Gi} и Q_{Gj} — потоки теплоты, подведенные к объекту и отведенные от него теплоносителями, циркулирующими по замкнутым контурам, например сетевой или оборотной водой; Q_{Fi} и Q_{Fj} — потоки теплоты, подведенные и отведенные через ограждения (стены, окна, полы, перекрытия зданий и др.); N_i и N_j — подведенная и отведенная электрическая или механическая энергия.

Понятно, что $i \neq j$, поскольку в производстве имеют место многочисленные слияния и разделения потоков веществ, химические превращения, преобразования одних видов энергии в другие. Более того, количество различных видов потоков теплоты и энергии, подведенных к объекту и отведенных от него, как правило, также не совпадает.

В соответствии с принятой схемой уравнение энергобаланса объекта может быть представлено в виде:

$$\begin{aligned} \sum Q_i + \sum Q_{Gi} + \sum Q_{Fi} + \sum N_i = \\ = \sum Q_j + \sum Q_{Gj} + \sum Q_{Fj} + \sum N_j. \end{aligned} \tag{1.3.1}$$

Правая часть уравнения включает как полезно используемые в дальнейшем потоки теплоты

$$\sum Q_{jп} + \sum Q_{Gjп},$$

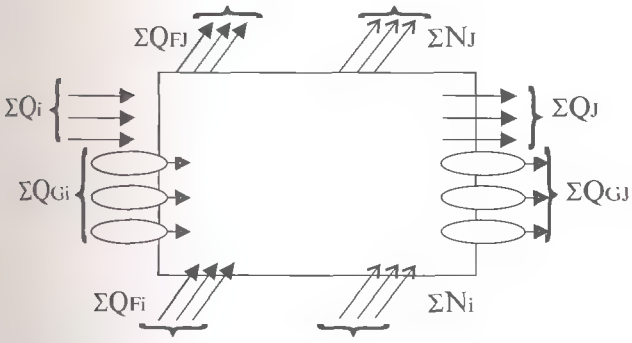


Рис. 1.3.1. Обобщенная схема энергетических потоков промышленного объекта

так и рассеиваемые в окружающую среду

$$\sum Q_{joc} + \sum Q_{Gjoc} + \sum Q_{Fj}.$$

Поэтому уравнение (1.3.1) может быть преобразовано к виду:

$$\begin{aligned} \sum Q_i + \sum Q_{Gi} + \sum Q_{Fi} + \sum N_i = \\ = \sum Q_{jп} + \sum Q_{Gjп} + \sum Q_{jo.c} + \sum Q_{Gjo.c} + \\ + \sum Q_{Fj} + \sum N_j. \end{aligned} \tag{1.3.2}$$

В уравнении (1.3.2) отсутствуют составляющие $\sum Q_{Fjп}$, $\sum Q_{Fjo.c}$ и $\sum N_{jп}$, $\sum N_{jo.c}$. Дело в том, что потоки теплоты через ограждения зданий, наружные поверхности оборудования и трубопроводов, расположенных на улице, — не что иное, как потери в окружающую среду, т. е. $\sum Q_{Fjo.c} = \sum Q_{Fj}$. Кроме того, большая часть электрической и механической энергии, используемой в производстве, затрачивается на электротермические процессы, преодоление сил трения и превращается в теплоту, рассеиваемую в окружающую среду. Следовательно, учитывается суммой $\sum Q_{jo.c} + \sum Q_{Gjo.c}$. Исключение составляют электрохимические процессы. В них значительная доля электроэнергии может расходоваться на диссоциацию воды, электрокоагуляцию и др. Но в общем энергобалансе предприятия эти составляющие, как правило, пренебрежимо малы.

Рассеивание теплоты в окружающую среду имеет место при выбросе в атмосферу уходящих газов за печами и котельными агрегатами, удалении вытяжного вентиляционного воздуха из помещений; потерях теплоты через наружные поверхности трубопроводов и оборудования, находящихся вне помещений, при охлаждении оборотной воды в градирнях, сбросе сточных вод и конденсата в канализацию, хранении продукции и полуфабрикатов на открытых площадках вследствие теплопотерь через ограждения помещений. Тепловые потери от наружных поверхностей трубопроводов и оборудования, тепловыделения от персонала, продукции и полуфабрикатов внутри помещений учитываются при расчете тепловых потерь через ограждения зданий.

На любом предприятии имеются системы или установки с периодическим режимом работы. Кроме того, системы и установки, основным режимом работы которых является установившийся, характеризующийся постоянством расходов и параметров энергоносителей и обрабатываемых веществ и материалов, периодически включаются и выключаются из работы. Часть рабочего времени они эксплуатируются при неполной загрузке, на холостом ходу. Завоз сырья и отгрузка готовых изделий или отходов осуществляются не непрерывно, а периодически. Поэтому для предприятия, так же как для аппарата или установки, работающих в периодическом или переменном режиме, энергобаланс составляют не для произвольного

момента, а для интервала времени, в течение которого производственный цикл полностью заканчивается. В качестве такого интервала могут быть выбраны технологический цикл, рабочая смена, сутки, месяц, квартал, отопительный или летний сезоны, календарный год. Правильный выбор указанного периода позволяет использовать уравнения вида (1.3.1) и (1.3.2), не вводя в них дополнительные члены, для учета накопления или убыли энергии в элементах объекта во времени.

Принципиальная схема (см. рис. 1.3.1) позволяет рассмотреть основные подходы к составлению энергетических балансов промышленного предприятия.

Очевидно, что для большей части видов энергобалансов их составляющие следует представлять в единых единицах измерения (предпочтительно в тоннах условного топлива) за рассматриваемый промежуток времени.

Приходная часть энергобаланса $\sum Q_{\text{прих}}$ (потребление энергии) может включать: получение топлива $Q_{m\Sigma}$, электрической $Q_{\text{эз}}$ и тепловой $Q_{\text{тз}}$ энергии со стороны и энергию, выработанную установками, утилизирующими энергию вторичных энергоресурсов, $Q_{\text{ВЭР}}$.

Топливо, потребляемое предприятием, может иметь две составляющие: $Q_{\text{т.техн}}$ — топливо, используемое на технологию, и Q_m — топливо, используемое на производство тепловой и электрической энергии, потребляемой предприятием.

Тогда на энергообеспечение предприятия требуется:

$$\sum Q_{\text{прих}} = Q_{\text{т.техн}} + Q_m + Q_{\text{эз}} + Q_{\text{тз}} + Q_{\text{ВЭР}}. \quad (1.3.3)$$

На всех этапах движения энергии (получение, производство, преобразование, распределение) существуют нерациональные расходы (потери) энергии $\sum Q_{\text{пот}}$.

С учетом затрат энергии на собственные нужды в собственном источнике энергии и потерь энергии потребление энергии составит:

$$Q_{\text{потр}} = Q_{\text{т.техн}} + Q_{\text{эз}} + Q_{\text{тз}} + Q'_{\text{эз}} + Q'_{\text{тз}} - Q_{\text{сн}} + Q_{\text{ВЭР}} - \sum Q_{\text{пот}}. \quad (1.3.4)$$

где: $Q'_{\text{тз}}$ и $Q'_{\text{эз}}$ — тепловая и электрическая энергия, выработанные собственным источником, $Q_{\text{сн}}$ — затраты энергии на собственные нужды источника.

Следует помнить, что при определении удельных затрат энергии на единицу выпускаемой продукции

составляющие $Q_{\text{тз}}$ и $Q'_{\text{тз}}$ пересчитываются в условное топливо по разным значениям удельного расхода условного топлива на выработку единицы тепловой энергии (см. раздел 1, п. 1.6.).

Баланс использованной на предприятии энергии (см. рис. 1.3.1) может быть записан с учетом направлений ее использования:

$$Q_{\text{потр}} = Q_{\text{исп}} = Q_{\text{техн}} + Q_{\text{ОВК}} + Q_{\text{ГВС}} + Q_{\text{ст}} + Q_{\text{пр}}, \quad (1.3.5)$$

где: $Q_{\text{техн}}$, $Q_{\text{ОВК}}$, $Q_{\text{ГВС}}$ — суммарные затраты энергии на технологию, отопление, вентиляцию, кондиционирование, горячее водоснабжение, $Q_{\text{ст}}$ — отпуск энергии на сторону, $Q_{\text{пр}}$ — прочие затраты энергии.

Очевидно, что указанные выше составляющие энергобаланса для предприятия составляют сумму затрат энергии по цехам (производствам, участкам и т.д.) и учитывают как полезно использованную (условно полезную) энергии, так и потери энергии (нормативные и сверхнормативные).

В качестве дополнительного источника энергии для предприятия могут служить вторичные энергоресурсы $Q_{\text{ВЭР}}$. Из рис. 1.3.2 следует, что вторичные энергоресурсы могут образовываться из всех составляющих использования энергии.

Направление использования ВЭР зависит от величины, структуры и режима энергопотребления предприятия, а также от вида, параметров и количества образующихся ВЭР, и в каждом конкретном случае должно выбираться на основе разработки оптимального топливно-энергетического баланса предприятия или промышленного узла с учетом обеспечения наибольшей экономической эффективности.

В зависимости от видов и параметров вторичные энергоресурсы используют по четырем основным направлениям:

- горючее (топливное) — непосредственное использование горючих ВЭР в качестве котельно-печного топлива в энергогенерирующих или топливоиспользующих установках;
- тепловое — использование энергоносителей, вырабатываемых за счет ВЭР в утилизационных установках или получаемых непосредственно как ВЭР для обеспечения потребности в теплоэнергии. К этому направлению относится также получение искусственного холода за счет ВЭР в абсорбционных холодильных установках;
- силовое — использование ВЭР избыточного давления с преобразованием энергоносителя для получения электроэнергии в газовых или паровых турбоагрегатах или использование их для привода отдельных агрегатов и установок;

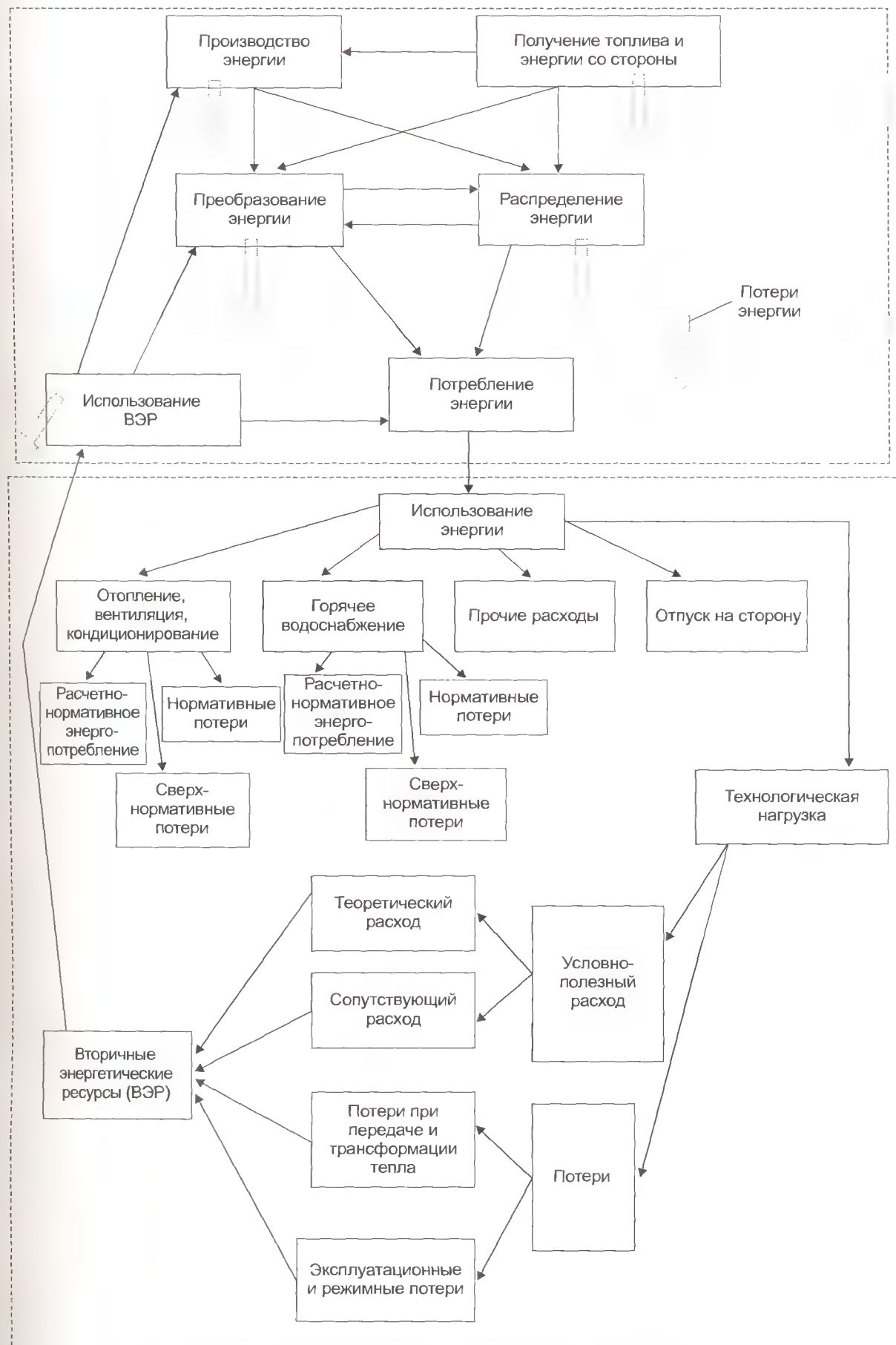


Рис. 1.3.2. Принципиальная схема потоков топлива и тепловой энергии на предприятии

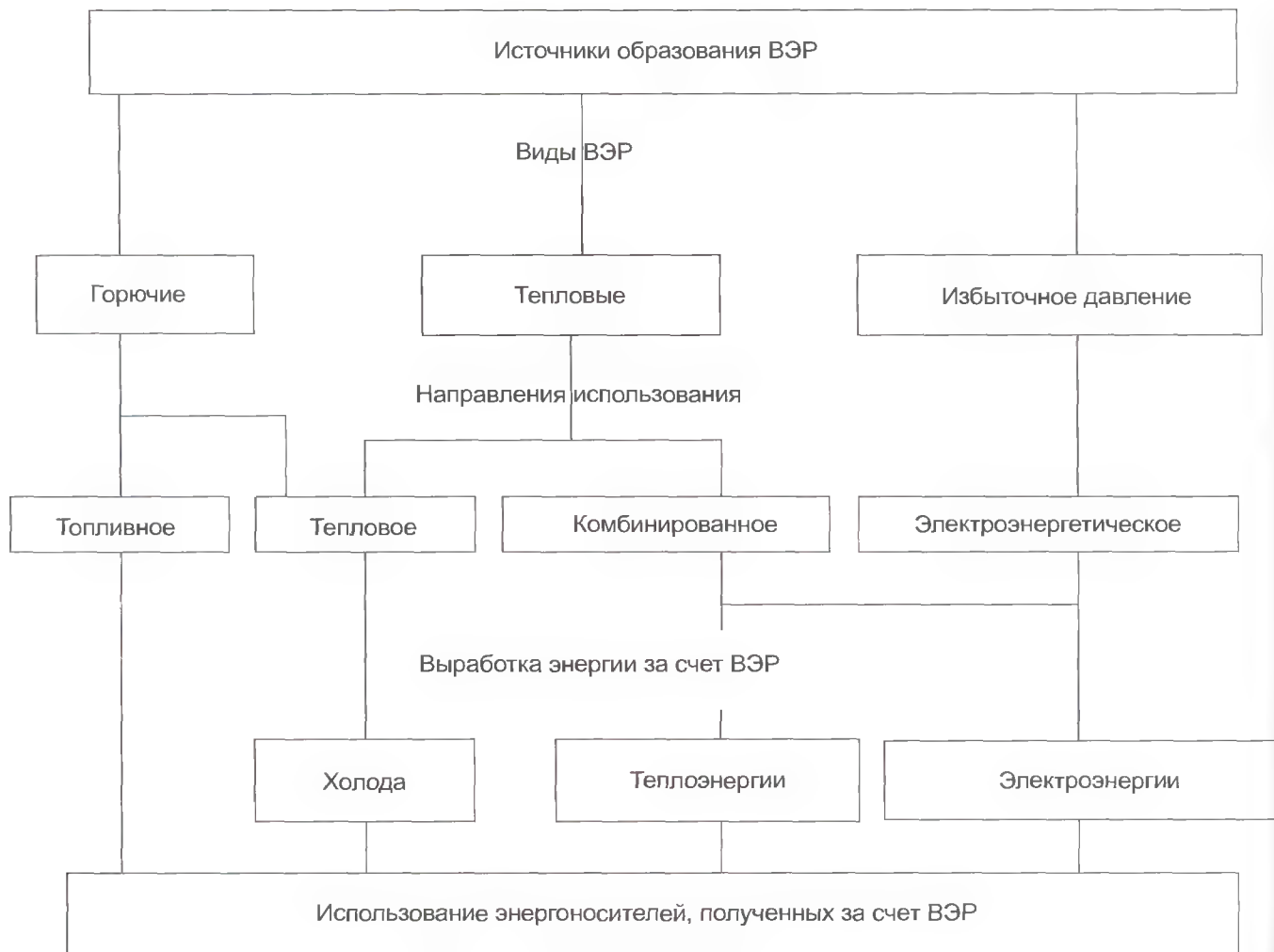


Рис. 1.3.3. Этапы использования ВЭР

комбинированное — преобразование потенциала ВЭР для выработки в утилизационных установках (утилизационных ТЭЦ) по теплофикационному циклу электроэнергии и теплоэнергии.

Сказанное может быть проиллюстрировано схемой на рис. 1.3.3.

Вторичные энергетические ресурсы могут использоваться для удовлетворения потребности в энергии непосредственно, без изменения вида энергоносителя либо с изменением энергоносителя путем выработки теплоэнергии (пар, горячая вода), искусственного холода или электроэнергии в утилизационных установках.

Использование ВЭР позволяет сократить потребление топлива. При существующем уровне цен на энергоресурсы затраты на создание установок по использованию ВЭР в $2 \div 3$ раза меньше затрат на добычу эквивалентного по энергетическому потенциалу топлива. Тенденции развития топливно-энергетического комплекса предполагают повышение значимости и экономической эффективности использования ВЭР.

Использование ВЭР, как правило, дает возможность экономить и другие виды ресурсов (сырья, воды, электроэнергии, вспомогательных материалов).

Непременным условием внедрения установок по утилизации ВЭР является наличие потребителей низкопотенциальной теплоты или других видов энергии.

Низкопотенциальная теплота, получаемая в утилизационных установках, может быть использована в системах водяного или воздушного отопления, а также ВЭР можно использовать для предварительного подогрева питательной воды в котельных, ВЭР высокого и среднего потенциала целесообразно использовать в качестве греющего теплоносителя в генераторах абсорбционно-холодильных машин для получения холода. Перспективное планирование использования ВЭР и внедрение утилизационных установок должно быть обосновано технико-экономическими расчетами и мерами материального стимулирования энергосбережения.

Принципиальная схема использования энергетических ресурсов в агрегатах — источниках ВЭР и распределения энергетических потоков при утилизации ВЭР

показана на рис. 1.3.4. Указанная схема применима как к одному агрегату, так и к совокупности агрегатов (установок) — источников ВЭР. Для характеристики вторичных энергоресурсов, пригодных для непосредственного использования без преобразования энергоносителя, применяются показатели: выход ВЭР, фактическое использование ВЭР, резерв утилизации, возможная и фактическая экономия топлива за счет ВЭР, коэффициент утилизации ВЭР.

Для характеристики вторичных энергоресурсов, используемых с преобразованием энергоносителя в утилизационной установке, применяются показатели: выход ВЭР; возможная выработка энергии за счет ВЭР — фактическая выработка и фактическое использование энергии, полученной за счет ВЭР; коэффициент использования выработанной энергии; резерв утилизации; возможная и фактическая экономия топлива за счет ВЭР; коэффициент утилизации ВЭР. Коэффициент утилизации ВЭР характеризуется отношением фактической или планируемой (для перспектив) экономии топлива за счет ВЭР к возможной.

Возможности расчета некоторых составляющих энергетического баланса предприятия показаны в последующих разделах.

3.3. ЭНЕРГОБАЛАНС ЗДАНИЙ

Энергобаланс зданий (помещений) составляют для вычисления энергопотребления, обеспечивающего требуемые по СНиП санитарно-гигиенические условия. Последние зависят от назначения помещений.

Энергобаланс административных и жилых зданий, расчет отдельных составляющих энергобаланса рассмотрены в разделах 4, 6.

Наибольшее количество слагаемых приходной $\sum Q_{\text{прих}}$ и расходной $\sum Q_{\text{расх}}$ частей содержит энергобаланс производственного помещения.

Приходная часть энергобаланса производственного помещения в отопительный период обеспечивается тепловыделениями внутри помещения $Q_{\text{ТВ}}$ и тепловой нагрузкой отопительной системы Q_o . Расходная часть энергобаланса без учета затрат тепла на нагрев воздуха для вентиляции $\sum Q_{\text{расх}}$ складывается из теплотерь ограждающими конструкциями $Q_{\text{огр}}$, затрат тепла на нагрев инфильтрующегося воздуха $Q_{\text{инф}}$ и нагрев транспортных средств, сырья, материалов, поступающих в рассматриваемое помещение извне с температурой меньшей, чем в помещении Q_n .

Таким образом, в общем виде энергобаланс помещения записывают:

$$Q_o + Q_{\text{ТВ}} = Q_{\text{огр}} + Q_{\text{инф}} + Q_n$$
(1.3.6)

Тепловыделения внутри помещения $Q_{\text{ТВ}}$ включают ряд типовых составляющих: тепловую мощность осветительных приборов в помещении $Q_{\text{осв}}$, тепловыделения за счет перехода электрической и механической энергии в тепловую при работе электрических двигателей и механизмов $Q_{\text{обор}}$, тепловыделения нагретых оборудования, трубопроводов $Q_{\text{пов}}$, тепловыделения от находящихся в помещении людей $Q_{\text{л}}$ и специфических $Q_{\text{спец}}$, зависящих от технологии производства (остывание материалов, изделий, выбивание горячих газов через открытые отверстия, неплотности технологического оборудования, испарение открытых поверхностей воды, растворов и т. п.

Тогда:

$$Q_{\text{ТВ}} = Q_{\text{осв}} + Q_{\text{обор}} + Q_{\text{пов}} + Q_{\text{л}}$$
(1.3.7)

Для летних условий учитывают, как правило, дополнительный приход тепла за счет солнечной радиации.

Теплопотери через ограждающие конструкции $Q_{\text{огр}}$ зависят от их площади, термического сопротивления, разности температур внутри и вне помещения и ориентации здания.

Теплопотери на инфильтрацию $Q_{\text{инф}}$ складываются из $Q'_{\text{инф}}$ — расхода теплоты на нагрев наружного воздуха, поступающего через ограждающие конструкции, и $Q''_{\text{инф}}$ — тепловые потери из-за проникновения холодного воздуха через незащищенные двери и ворота, которые пропорциональны расходу холодного воздуха, проникающего в помещение, и разности температур внутреннего и наружного воздуха.

Для производственных помещений теплопотери на нагревание инфильтрующегося воздуха допускается принимать равными 35 % основных теплопотерь через ограждения.

Для производственных помещений массовый расход наружного воздуха $G_{\text{вр}}$ (кг/с), поступающего через ворота при отсутствии завесы, можно найти, руководствуясь правилами расчета аэрации. Для зданий со сравнительно небольшими тепловыделениями:

$$G_{\text{вр}} = A + (\alpha + Kv)F,$$
(1.3.8)

где: A и α — расходы воздуха, определяемые в зависимости от расчетной температуры t_n наружного воздуха для проектирования отопления, K — условный коэффициент, для ворот размером 3×3 м коэффициент K равен 0,25 (для ворот размером 4×4 м — 0,20); v — скорость ветра, м/с; F — площадь сечения шахт и открываемых фрамуг в фонарях, м².

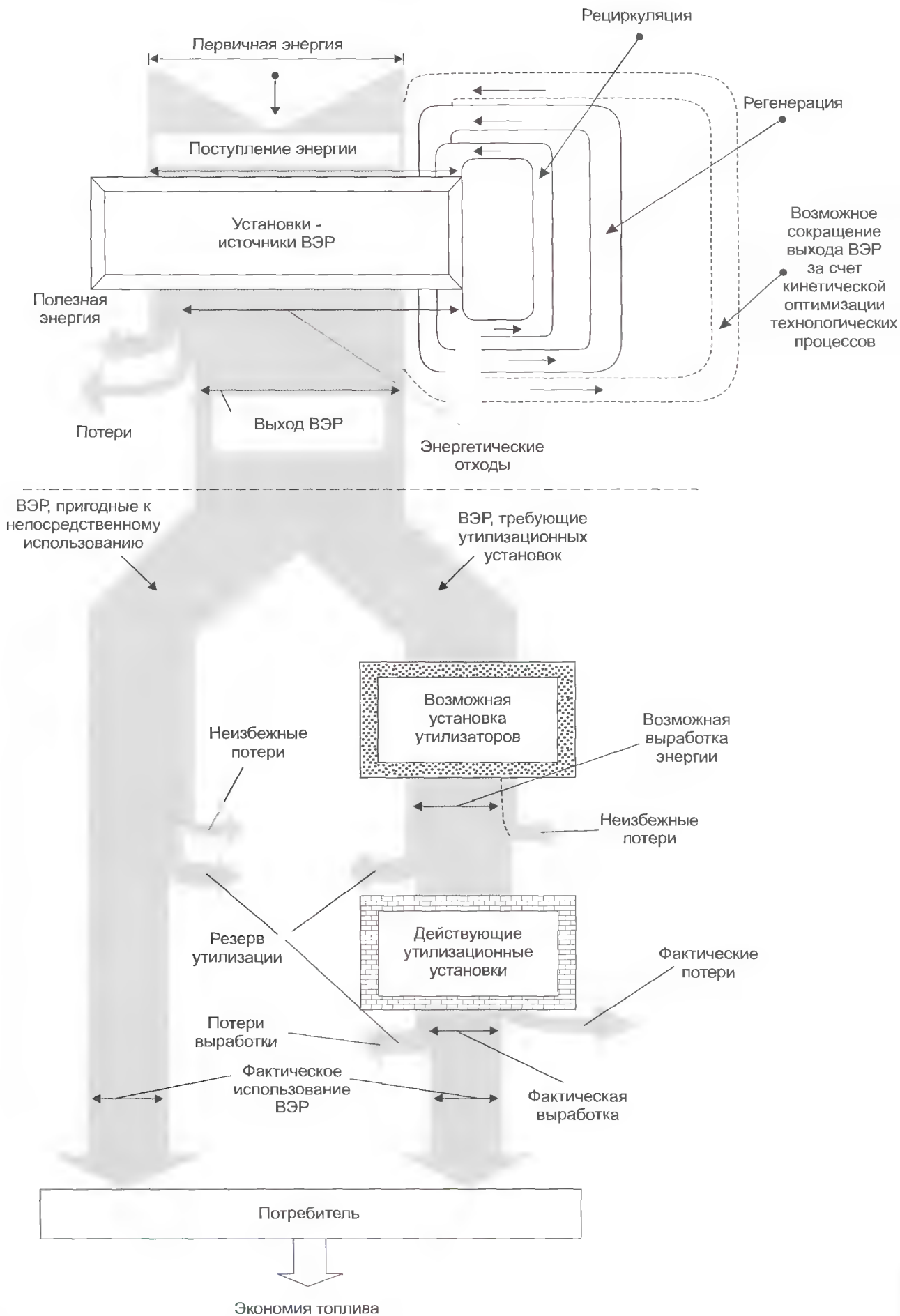


Рис. 1.3.4. Принципиальная схема использования энергоресурсов при утилизации ВЭР

Тепловая мощность (кВт), необходимая для нагрева воздуха, врывающегося в ворота без завесы, находится по формуле:

$$Q = G_{\text{вр}} c_p (t_{\text{в}} - t_{\text{н}}) k, \quad (1.3.9)$$

где: $G_{\text{вр}}$ — массовый расход врывающегося воздуха (кг/с); c_p — теплоемкость воздуха (кДж/(кг · К)); $t_{\text{в}}$ — температура внутреннего воздуха; $t_{\text{н}}$ — температура наружного воздуха; k — коэффициент, учитывающий фактическое время открывания ворот в течение часа ($k = \tau/60$, τ — время открывания ворот в минутах).

Тепловая мощность (кВт), необходимая для нагрева воздуха, врывающегося в ворота с работающей завесой, находится по формуле:

$$Q = G_{\text{вр}}^{\text{зав}} c_p (t_{\text{в}} - t_{\text{н}}) k, \quad (1.3.10)$$

где: $G_{\text{вр}}^{\text{зав}}$ — расход воздуха, поступающего в производственное помещение при работающей воздушной завесе.

Подробный расчет каждой из указанных составляющих и дополнительных статей энергобаланса (например, затрат тепла на вентиляцию) приводится в последующих разделах и в [8, 10].

3.4. ЭНЕРГОБАЛАНС ХРАНИЛИЩ

Овощехранилища должны обеспечивать сохранность выращенной сельскохозяйственной продукции и круглогодичное обеспечение населения продуктами питания. Овощехранилища представляют собой специальных класс зданий по параметрам микроклимата и наличию биологически активного сырья.

Важнейшим требованием к хранению овощей и фруктов является низкая температура (0...+10 °С), которая поддерживается на постоянном уровне за счет работы холодильных установок. Хранение при низких температурах обязательно даже при использовании новых способов хранения, таких как наличие регулируемой газовой среды. Другим важным условием хранения является высокая относительная влажность воздуха. Оптимальные значения температуры и относительной влажности для хранения различных видов овощей и фруктов представлены в табл. 1.3.1.

Влажность воздуха может поддерживаться работой систем кондиционирования воздуха. Кондиционирование воздуха в помещениях для хранения сельскохозяйственной продукции допускается предусматривать по требованиям технологии хранения продукции при экономической целесообразности, если заданные метеорологические условия и чистота воздуха в них не могут быть обеспечены вентиляцией, в том числе и вентиляцией с испарительным охлаждением воздуха [19].

Оптимальные условия хранения овощей и фруктов

Наименование	Температура, °С	Относительная влажность воздуха, %
Абрикосы	−0,5...0	90
Ананасы	−0,6...0	90
Апельсины	1–6	85..90
Баклажаны	8–10	90
Бананы	12–14	90..95
Виноград	−1,0...0	85
Вишня	0	90..95
Грибы	0	90
Грейпфруты	3–10	85..90
Груши	−1,7...0,5	90..95
Дыни	0...2	85..90
Кабачки	0	85..90
Капуста	−1...0	85..90
Картофель	2–4	90
Клубника	−0,6...0	90..95
Лимоны	2–6	85..90
Лук	−3...−1	70..80
Морковь	0	90..95
Огурцы	8...10	90..95
Персики	−0,6...0	90
Петрушка	−0,6...0	90...95
Перец	8...10	90..95
Томаты	0	85..90
Редис	0	90..95
Салат	−0,6...0	90..95
Свекла	0...2	85..95
Сливы	−0,6...0	90..95
Черешня	−1,1...0,6	90..95
Чеснок	−3...−1	65..70
Яблоки	−1...+4	90

Расчетные параметры внутреннего воздуха (температуру, относительную влажность и скорость дви-

жения воздуха) для проектирования отопления и вентиляции следует принимать [19]:

а) в помещениях для хранения сельскохозяйственной продукции и в основных производственных помещениях — по нормам технологического проектирования;

б) в помещениях, для которых параметры внутреннего воздуха не установлены нормами технологического проектирования, в соответствии с ГОСТ 12.1.005-76.

При работе овощехранилищ происходит испарение влаги с поверхностей овощей и фруктов и последующая конденсация влаги на поверхности охлаждающих приборов холодильных установок. Внешние теплопритоки, поступающие в камеры холодильников через наружные ограждения, вызывают усушку продуктов, а в ряде случаев являются причиной их порчи и снижения товарного качества. По данным Международного института холода, сокращение внешних теплопритоков в камеры хранения производственных холодильников на 25 % приводит к уменьшению усушки продуктов на 13 %.

Для поддержания заданного микроклимата в хранилищах необходим учет не только всех составляющих материального и теплового балансов, но и повышенная точность расчета каждой из них.

Общий тепловой поток определяется из уравнения теплового баланса в результате предварительного расчета его отдельных составляющих.

Наиболее общее выражение уравнения теплового баланса хранилища соответствует овоще-, фрукто-хранилищу, в котором следует учитывать физиологические процессы в растительном сырье (в первую очередь, «дыхание» овощей и фруктов) и биофизические процессы (испарение, охлаждение и т. д.) [3, 19].

Тогда

$$\begin{aligned} \sum Q = & Q_{pj} + Q_{wj} + Q_{mj} + Q_{ej} + Q_{Tj} + Q_{Aj} + \\ & + Q_{Gj} + Q_{Bj} + Q_{Zj} + Q_{Tu} + Q_{Lu} + Q_{Au} + \\ & + Q_{Ru} + Q_{Gu} + Q_{Wu} + Q_{I}, \end{aligned} \quad (1.3.11)$$

где: $\sum Q$ — суммарный тепловой поток, Вт; Q_p — теплоприток через ограждения, кровлю и полы, Вт; Q_w — теплоприток, возникающий в результате применения технологической вентиляции и открывания дверей, Вт; Q_m — теплоприток, эквивалентный работе вентиляторов, транспортеров и т. д., Вт; Q_e — теплоприток от освещения, Вт; Q_T — теплоприток от транспортных механизмов, Вт; Q_L — тепло, выделяемое работающими людьми, Вт; Q_A — тепло, вносимое продуктами при охлаждении или замораживании, Вт; Q_G — тепло дыхания растительного сырья в процессе охлаждения и хранения, Вт; Q_B — тепло, отводимое от строительных конструкций, изоляции, машин и т. д. при понижении температуры в холодильнике, Вт; Q_Z — тепло, отводимое при понижении температуры хладоносителя, Вт;

Q_I — тепло, отводимое при замерзании влаги на поверхностях охлаждающих аппаратов, если их температура ниже 0 °С, либо тепло, выделяющееся в мокрых охладителях при поглощении рассолом влаги из воздуха, Вт. Индексы: j — характеризуют явное тепло, u — характеризует скрытое тепло либо тепло, вносимое влаговыведениями.

Поскольку теплопритоки изменяются во времени, можно определять часовые потребности в энергии $\sum Q_{\max}$ и $\sum Q_{\min}$.

В таком случае суточный тепловой поток составляет

$$Q_{24} = 24 \sum Q_{\min} \quad (1.3.12)$$

либо

$$Q_{24} = 24 \sum Q_{\max} \quad (1.3.13)$$

Если разница между этими величинами большая, то при проектировании во внимание следует принимать $\sum Q_{\max}$.

Составляющая Q_G может быть приближенно рассчитана по формуле:

$$Q_G = r \cdot \sum_{i=1}^n w_i m_i, \quad (1.3.14)$$

здесь: r — теплота парообразования воды; w_i — выделение влаги данным типом продукта, находящимся на хранении на единицу его массы; m_i — масса хранимого продукта данного вида.

В настоящее время на достаточно высоком научном уровне решены вопросы оптимизации термического сопротивления теплопередаче наружных ограждений хранилищ с учетом их назначения, емкости и технологической эффективности систем охлаждения, теплопроводности волокнистой изоляции (существует специальная методика нормирования сопротивления теплопередаче ограждений хранилищ как особого класса зданий по параметрам микроклимата и наличию биологически активного сырья), исследованы многочисленные факторы: биологические, термовлажностные, строительно-архитектурные, конструктивно-планировочные и т. д. и их влияние на рациональные режимы хранения проработаны теоретически и доведены до инженерных решений вопросы систем воздухораспределения с точки зрения обеспечения равномерности, стабильности параметров в буртах, штабелях, контейнерах; теоретически и экспериментально обоснованы системы струйного эжекционного воздухораспределения, получены характеристики активированных, спутных воздушных струй, последовательных потоков и индуцируемых ими течений; предложены и апробированы теоретические модели нестационарного теплообмена в насыпных слоях сочного растительного сырья при активном вентилировании (на примере различных сортов картофеля, моркови и т. д.); аналогичные вопросы рассмотрены при хранении продукции в контейнерах.

4. ПРИБОРНЫЙ УЧЕТ

Учет тепловой энергии позволяет создать основу для внедрения энергосберегающих мероприятий и энергоэффективных технологий на теплопотребляющих объектах.

Согласно ст. 11 Федерального закона «Об энергосбережении», «весь объем добываемых, производимых, перерабатываемых, транспортируемых, хранимых и потребляемых энергетических ресурсов с 2000 г. подлежит обязательному учету». Поэтому для организации учета энергопотребления в ранг государственных вошла проблема не только насыщения рынка средствами измерения и системами автоматизированного учета энергоресурсов, но и соответствия выпускаемых приборов современным мировым стандартам как по элементной базе, так и по решаемым задачам.

Оценка экспертов при разработке Федеральной целевой программы «Энергосбережение России. 1998÷2005 г.» показала, что потребители тепловой энергии обеспечены лишь на 15 % приборами учета и регулирования расхода тепла, а потребители электрической энергии более чем на 90 %, но, к сожалению, в большинстве приборами учета расхода энергии устаревших конструкций, плохо совместимыми с

автоматизированными системами контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ).

4.1. ПРИБОРНЫЙ УЧЕТ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

4.1.1. Общие сведения о приборах учета тепловой энергии и теплоносителя

Приборами учета тепловой энергии называют приборы, выполняющие одну или несколько следующих функций: измерение, накопление, хранение, отображение информации о количестве тепловой энергии, массе (объеме) теплоносителя, температуре, давлении теплоносителя и времени работы приборов.

Для приборов учета тепловой энергии и теплоносителя принято краткое название — теплосчетчики.

Теплосчетчик (ТС) состоит из двух основных функционально самостоятельных частей (см. рис. 1.4.1):

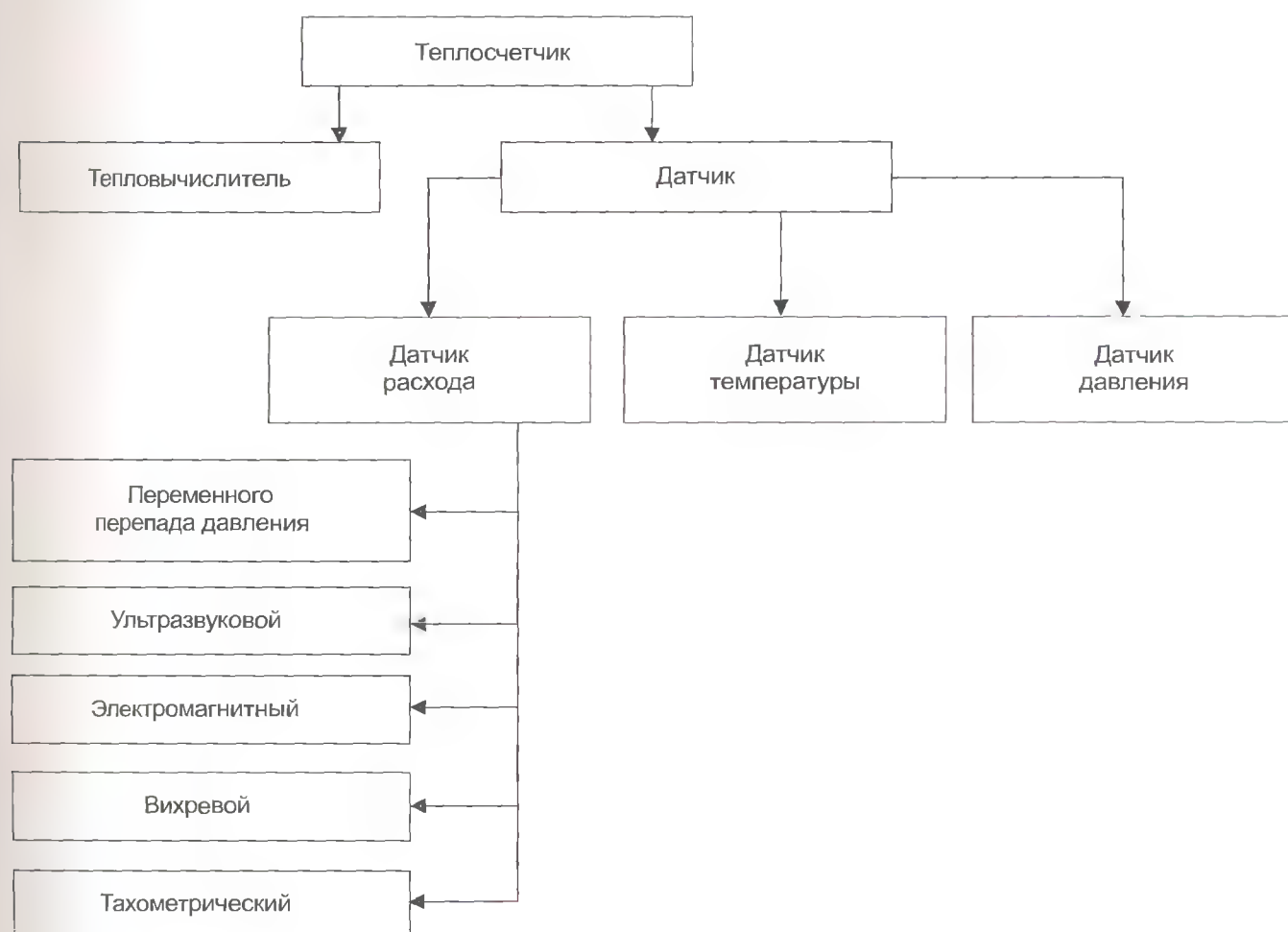


Рис. 1.4.1. Состав теплосчетчика



Рис. 1.4.2. Функции, выполняемые тепловычислителем

тепловычислителя (ТВ) и датчиков (расхода, температуры и давления теплоносителя).

Тепловычислитель — это специализированное микропроцессорное устройство, предназначенное для обработки сигналов (аналоговых, импульсных или цифровых — в зависимости от типа применяемого датчика) от датчиков, преобразования их в цифровую форму, вычисления количества тепловой энергии в соответствии с принятым алгоритмом (определяемым схемой теплоснабжения), индикации и хранения (архивации) в энергонезависимой памяти прибора параметров теплопотребления (см. рис. 1.4.2).

Датчики расхода — наиболее важный элемент ТС в смысле влияния на его технические и потребительские характеристики. Не будет преувеличением сказать, что именно датчик расхода определяет качество ТС.

Для определенности поясним термин «датчик расхода».

В качестве датчика расхода могут применяться функционально завершённое самостоятельное устройство (расходомер, расходомер-счетчик или счетчик), для которого принято обобщенное название — преобразователь расхода (ПР), либо первичный преобразователь расхода (ППР), способный функционировать только совместно с ТВ конкретного типа.

В первом случае датчик расхода формирует унифицированный выходной сигнал (импульсный, токовый), который может обрабатываться различными ТВ, чьи входы согласованы с выходными сигналами датчика расхода. Такой комплектацией теплосчетчика в определенной степени обеспечивается унификация приборов учета тепла.

Преобразователь расхода состоит из первичного и вторичного преобразователей расхода. Вторичный

преобразователь расхода (ВПР) — это электронный блок, который может быть конструктивно объединен с ППР, а может иметь раздельное исполнение. В некоторых случаях ВПР является функциональной частью ТВ, причем ВПР и ТВ монтируются в одном корпусе и иногда на одной плате.

Существуют различные способы измерения расхода теплоносителя (теплофикационной воды), например: электромагнитный, ультразвуковой, вихревой и пр. По способу измерения расхода, реализованному в теплосчетчике, принято кратко называть теплосчетчик электромагнитным, ультразвуковым, вихревым и т. д.

В подавляющем большинстве теплосчетчиков выполняется измерение объемного расхода теплоносителя и последующее вычисление массового расхода на основе данных о температуре и плотности (температура измеряется, плотность вычисляется).

Датчики температуры не имеют сколько-нибудь существенных особенностей, нуждающихся в специальном обсуждении. Обычно в качестве датчиков температуры в составе теплосчетчика применяют подобранные (по метрологическим характеристикам) пары термосопротивлений, которые подключаются к ТВ по двух-, трех- или четырехпроводной схеме. ТВ выполняет измерение величины активного сопротивления термосопротивления, компенсацию погрешностей, внесимых линиями связи, и вычисление температуры теплоносителя.

Датчики давления (ДД) также в незначительной степени влияют на технические и потребительские свойства теплосчетчика, тем более что для большинства практически важных случаев применения ТС использование ДД необязательно; обязательной является

регистрация давления только на источниках тепловой энергии и у потребителей с открытой системой теплопотребления. Обычно ДД имеют унифицированный токовый выход 4..20, 0..20 или 0..5 мА, а ТВ — сопрягаемый с ним вход.

Зачастую в ТВ не предусмотрена возможность подключения ДД. Если такая возможность существует, следует иметь в виду, что для питания ДД может потребоваться дополнительный источник напряжения, если он не встроен в ТВ.

Температура и давление теплоносителя являются исходными параметрами для определения удельной энтальпии теплоносителя.

В последнее время все чаще ощущается потребность в регистрации фактического давления в системе с целью контроля параметров теплопотребления и разрешения споров с теплоснабжающей организацией.

Номенклатура теплосчетчиков, допущенных к применению в коммерческих узлах учета тепловой энергии, очень широка (сотни наименований приборов отечественного и импортного производства). Расширенный перечень организаций, выпускающих ТВ, приведен в приложении на CD-диске.

4.1.2. Датчики расхода теплоносителя

Для измерения расхода теплоносителя наиболее широкое распространение получили датчики расхода с сужающими устройствами, ультразвуковые, электромагнитные, вихревые и тахометрические датчики расхода.

Датчики расхода с сужающими устройствами или датчики расхода переменного перепада давления используют зависимость перепада давления на сужающем устройстве, установленном в трубопроводе, от расхода.

Эти расходомеры обладают рядом достоинств, основными из которых являются высокая надежность измерений и низкая зависимость качества измерений от физико-химических свойств измеряемой жидкости. Однако эти приборы имеют и недостатки, например такие: узкий динамический диапазон, нелинейность характеристик, высокое гидравлическое сопротивление, оказываемое потоку жидкости первичным преобразователем, необходимость демонтажа для ежегодной проверки, сложность эксплуатации, сложный монтаж, требуемые длинные прямые участки (трубопровода до и после места установки ППР). Эти недостатки затрудняют применение данных приборов и становятся очевидными в сравнении с преимуществами, создаваемыми применением современных приборов других типов.

В последнее время датчики данного типа в составе теплосчетчиков постепенно вытесняются другими видами датчиков расхода.

Принцип действия ультразвуковых датчиков расхода основан на излучении и приеме ультразвукового

сигнала и измерении разности времени его распространения по потоку жидкости и против него. Измеренная разность времени распространения сигнала пропорциональна средней скорости потока жидкости и ее расходу. Некоторые ультразвуковые водосчетчики имеют портативные переносные модификации (как, например, расходомер счетчик «Днепр-7»), позволяющие проводить оперативные измерения на различных трубопроводах и получать общую информацию о потреблении и распределении теплоносителя.

Ультразвуковые датчики расхода обладают следующими преимуществами: не создают гидравлического сопротивления потоку среды, обеспечивают сравнительно широкий динамический диапазон и высокую линейность измерений, имеют высокую точность и надежность, могут поверяться беспроточными (имитационными) методами без демонтажа с трубопровода.

Для ультразвуковых расходомеров характерны требуемые длинные прямые участки, необходимость выполнения высокоточных линейных измерений при монтаже, чувствительность к «завоздушиванию» среды, чувствительность к состоянию внутренней поверхности трубопровода (если применяются накладные датчики расхода).

Появление многолучевых ультразвуковых расходомеров позволило сократить длину прямых участков в несколько раз, применение измерительных участков, изготовленных в заводских условиях, исключает необходимость выполнения высокоточных линейных измерений непосредственно на трубопроводе, возможность выбора между врезными и накладными датчиками позволяет учесть состояние внутренней поверхности трубопровода.

Ультразвуковые расходомеры для трубопроводов небольших диаметров, как правило, изготавливаются с измерительными участками, на которых установлены врезные ППР.

Проверка ультразвуковых расходомеров может выполняться имитационным или проливным методами.

Для измерения расхода в трубопроводах большого диаметра (обычных для источников тепловой энергии) следует отдавать предпочтение многолучевым и многоканальным расходомерам, в которых предусмотрена компенсация температурного влияния на скорость ультразвука, возможность применения как накладных, так и врезных датчиков; которые укомплектованы готовыми измерительными участками, имеют максимальное допустимое расстояние между ППР и вычислительным блоком расходомера, работоспособны при температуре теплоносителя до 180 °С; ППР хорошо защищены от действия окружающей среды.

В настоящее время наиболее крупным отечественным производителем ультразвуковых расходомеров является ЗАО «Взлет» (С.-Петербург). Большое распространение получили ультразвуковые расходомеры производства АО «Центрприбор» (Москва),

«Альбатрос Инжиниринг РУС» (Москва), НПП «Сигнур» (Москва) и др.

Принцип действия электромагнитных датчиков расхода основан на явлении электромагнитной индукции. При прохождении электропроводящей жидкости через импульсное магнитное поле в ней наводится электродвижущая сила, пропорциональная средней скорости потока жидкости и ее расходу. Как ультразвуковые, так и электромагнитные датчики расхода при измерении не оказывают влияния на измеряемый поток, поскольку не создают препятствий течению теплоносителя.

Электромагнитные расходомеры обеспечивают высокую точность измерений (часто применяются в качестве образцовых приборов), практически нечувствительны к загрязнению и физико-химическим свойствам жидкости (единственное ограничение для современных приборов — жидкость должна быть электропроводной с удельной проводимостью не менее 10^{-5} Ом/м), имеют широкий динамический диапазон (до 200) и способны измерять очень малые расходы, создают минимальное гидравлическое сопротивление потоку, нечувствительны к осесимметричным изменениям профиля распределения скоростей потока, имеют высокое быстродействие, не требуют длинных прямых участков до и после места установки прибора: (4÷8 Ду).

Электромагнитные расходомеры в основном применяются на трубопроводах небольшого диаметра (до Ду300).

Основные российские производители электромагнитных расходомеров: ЗАО «Взлет» (С.-Петербург), ПО «Машзавод «Молния» (Москва), ООО «ТБН-энергосервис» (Москва), НПФ «ТЭМ-сервис» (Москва), ЗАО «АСВЕГА-М» (Москва), ЗАО «Теплоком» (С.-Петербург), ЗАО «Промсервис» (г. Димитровград Ульяновской обл.), ЗАО «ВТК Энерго» (г. Киров), ГУП РФ Владимирский завод «Эталон» Госстандарта России (г. Владимир), ОАО «Арзамасский приборостроительный завод» (г. Арзамас Нижегородской обл.) и др.

Электромагнитные расходомеры для трубопроводов большого диаметра в России выпускаются ПО «Машзавод «Молния» (Москва), «ТБН-энергосервис» (Москва). Они существенно отличаются от электромагнитных расходомеров для трубопроводов небольшого диаметра. До настоящего времени данные приборы не получили широкого распространения. По-видимому, это объясняется сложностью их монтажа, недостаточной стабильностью характеристик, необходимостью поверки проливным методом (поверочные проливные стенды для труб большого диаметра уникальны и имеются только в Казани, Москве, С.-Петербурге).

Вихревой метод измерения расхода основан на измерении частоты отрыва вихрей (вихревая «дорожка Кармана»), возникающих при обтекании потоком жидкости погруженного в нее тела обтекания. Частота вихрей пропорциональна средней скорости пото-

ка, а амплитуда колебаний давления — пропорциональна квадрату средней скорости (скоростному напору). Измерение частоты может выполняться при помощи ультразвуковых или электромагнитных датчиков, датчиков давления. Вихревой метод применяется также для измерения расхода пара и газовых сред.

Для вихревых расходомеров характерны следующие положительные особенности: они малочувствительны к физико-химическим свойствам жидкости, одинаково удобны для выполнения измерений на трубопроводах малых и больших диаметров, обеспечивают хорошую точность измерений и быстродействие.

Для трубопроводов малых диаметров вихревые расходомеры обычно конструктивно выполняются вместе с измерительным участком. Для трубопроводов большого диаметра применяются расходомеры погружного типа (тело обтекания размещается по оси потока на специальной штанге).

Характеристики расходомеров недостаточно стабильны, динамический диапазон недостаточно широк (соизмерим с динамическим диапазоном ультразвуковых расходомеров и в несколько раз меньше динамического диапазона электромагнитных расходомеров), требуемые прямые участки довольно велики — (10–20 Ду).

Вихревые расходомеры производятся на таких российских предприятиях, как ЗАО «ИВК-Саяны» (Москва), Промышленная группа «Метран» (г. Челябинск), ЗАО НПО «Промприбор» (г. Калуга), ЗАО «Флоукор» (Москва), планируется начать производство вихревых расходомеров на ЗАО «Взлет» (С.-Петербург).

Тахометрические датчики расхода используют зависимость частоты вращения тела, установленного в трубопроводе (крыльчатки, ось которой перпендикулярна оси трубопровода, или турбинки, ось которой совпадает с осью трубопровода), от скорости движения теплоносителя или от его объема. Этот метод измерения получил широкое распространение за рубежом для коммерческих расчетов.

Такие расходомеры обеспечивают высокие точность измерений и чувствительность, малоинерционны, слабо чувствительны к физико-химическим свойствам жидкости, не требуют длинных прямых участков (4..5 Ду). До недавнего времени их неоспоримым решающим достоинством была относительно невысокая цена.

Вместе с тем турбинные расходомеры быстро загрязняются и выходят из строя, имеют трущиеся механические части, узкий динамический диапазон, создают значительное гидравлическое сопротивление, которое увеличивается из-за обязательной установки фильтра. В связи с уменьшением цен на электромагнитные приборы ценовая привлекательность турбинных расходомеров перестала быть решающей.

К наиболее крупным отечественным производителям турбинных расходомеров можно отнести ОАО

«Мытищинская теплосеть» и ЗАО «Тепловодомер» (г. Мытищи Московской обл.).

Преобразователи температуры, используемые в составе теплосчетчиков, чаще всего представляют собой платиновые термометры сопротивления. Их устанавливают в подающий, обратный трубопроводы, а на источнике теплоты — также и в трубопровод холодной воды, используемой для подпитки системы теплоснабжения. Измеренные значения температуры и разности температур в трубопроводах по линиям связи передаются на тепловычислитель. Последний, используя заложенные в его память константы, на основе значений температуры, а также давлений рассчитывает значения энтальпии.

Исходя из целей и задач, решаемых теплосчетчиками, они должны обладать следующими свойствами: легитимностью, системностью, надежностью, технологичностью, простотой и экономичностью эксплуатации.

Под легитимностью понимают соответствие свойств теплосчетчиков требованиям существующей нормативно-технической документации.

Основные документы, в которых сформулированы требования к теплосчетчикам, следующие.

1. Рекомендация OIML R75. Теплосчетчики.
2. Рекомендация МИ 2164-91. ГСИ. Теплосчетчики. Требования к испытаниям, метрологической аттестации, поверке. Общие положения.
3. Европейский стандарт EN 1434-97. Теплосчетчики.
4. Международный документ OIML ID 11. Общие требования к электронным средствам измерения.
5. Рекомендация OIML PR 3.2. Счетчики воды с электронными блоками.
6. Рекомендация МИ 2112-97. ГСИ. Водяные системы теплоснабжения. Уравнения измерений тепловой энергии и количества теплоносителя. М., ВНИИМС, 1997.
7. Рекомендация МИ 2553-99. ГСИ. Тепловая энергия и теплоноситель в системах теплоснабжения. Методика оценивания погрешностей измерений. Основные положения.
8. Рекомендация МИ 2537-99. ГСИ. Тепловая энергия в открытых системах теплоснабжения, полученная потребителем. Методика выполнения измерений.
9. Правила учета тепловой энергии и теплоносителя / Главгосэнергонадзор — М.: МЭИ, 1995. — 68 с.

Основными требованиями, предъявляемыми к теплосчетчикам, являются:

- теплосчетчики должны иметь сертификат Госстандарта РФ об утверждении типа средства измерения, быть зарегистрированы в Государ-

ственном реестре средств измерений и иметь заключение Главгосэнергонадзора;

- теплосчетчики должны обеспечивать измерение тепловой энергии с относительной погрешностью не более 5 % при разности температур в подающем и обратном трубопроводах от 10 до 20 °С, и не более 4 % при разности температур более 20 °С;
- приборы, измеряющие массу (объем) теплоносителя (в составе теплосчетчика), должны иметь относительную погрешность не более 2 % в диапазоне расхода воды от 4 до 100 %;
- измерение температуры теплоносителя должно выполняться с абсолютной погрешностью $\Delta t \leq \pm(0,6 + 0,004 t)$, где t — температура теплоносителя;
- приборы, регистрирующие давление теплоносителя, должны обеспечивать его измерение с относительной погрешностью не более 2 %.

Под системностью понимают возможность при помощи одного типа приборов обеспечить учет как на источниках тепла, так и у потребителей, и возможность интеграции в автоматизированные системы сбора, накопления, обработки и отображения информации, а также управления потреблением тепла.

Учет тепловой энергии у потребителей и на источниках тепла, организованный с использованием приборов одного типа, позволяет уменьшать или исключать методические погрешности метода измерения и аппаратные погрешности используемых приборов.

Источники тепла подают в тепловые сети теплоноситель по трубопроводам, как правило, диаметром 400÷1200 мм. Потребители получают теплоноситель, как правило, по трубопроводам диаметром от 50 до 400 мм.

В таком диапазоне значений диаметров трубопроводов могут быть использованы теплосчетчики производства фирм ЗАО «Взлет» (С.-Петербург), ООО «ТБН-энергосервис» (Москва), ПО «Машзавод «Молния» (Москва), ЗАО «Центрприбор» (Москва), «Альбатрос Инжиниринг РУС» (Москва).

Возможность интеграции теплосчетчика в автоматизированные системы определяется, с одной стороны, технической возможностью считывания информации из оперативно-запоминающего устройства (ОЗУ) теплосчетчика в ЭВМ и, с другой стороны, наличием специального сертифицированного программного обеспечения, позволяющего реализовать подобный обмен информацией. Часто очень полезным может оказаться наличие у теплосчетчика дополнительных унифицированных выходов, дублирующих, например, каналы измерения расходов. В этом случае оказывается возможной простая интеграция теплосчетчика в существующую автоматизированную систему, построенную на базе какого-либо контроллера.

Надежность как свойство теплосчетчика проявляется в процессе его эксплуатации и определяется надежностью входящих в его состав элементов. Основным элементом, надежность которого фактически определяет надежность теплосчетчика в целом, является расходомер. Свойства расходомеров, используемых для измерения расхода теплоносителя, подробно проанализированы выше. Отметим только, что надежность работы теплосчетчика во многом зависит от качества монтажа и соблюдения правил эксплуатации теплосчетчика.

Известный нам опыт позволяет оценить как «высокую» надежность теплосчетчиков фирм «Взлет», «Асвега-М»; «умеренно высокую» — фирм «ТБН-энергосервис», «ТЭМ-сервис»; «невысокую» — фирм «Молния», «Арзамасский приборостроительный завод», «ИВК-Саяны», «Мытищи-Камstrup». Следует иметь в виду, что данная оценка субъективна и, очевидно, может сильно отличаться от точки зрения, например, предприятий — изготовителей данных приборов.

Технологичность монтажа теплосчетчика определяется свободой выбора метода и конкретного места его монтажа, а также затратами на монтаж.

Свобода выбора места монтажа теплосчетчика определяется ограничениями, накладываемыми на длину «прямых» участков трубопровода до первичных преобразователей и после них, а также допускаемыми длинами линий связи между датчиками и ТВ.

Затраты на эксплуатацию теплосчетчиков определяются периодичностью и содержанием работ по их обслуживанию и периодической проверке. Наибольшая продолжительность межповерочного периода для современных теплосчетчиков составляет 3÷5 лет.

По содержанию периодической проверки преимущество имеют теплосчетчики, для которых существует утвержденная методика проверки имитационным методом.

Основные российские производители теплосчетчиков: ЗАО «Взлет» (С.-Петербург), ПО «Машзавод «Молния» (Москва), ООО «ТБН-энергосервис» (Москва), НПФ «ТЭМ-сервис» (Москва), ЗАО «АСВЕГА-М» (Москва), ЗАО «Теплоком» (С.-Петербург), «Логика» (С.-Петербург), ЗАО «Промсервис» (г. Димитровград Ульяновской обл.), ЗАО «ВТК Энерго» (г. Киров), ГУП РФ Владимирский завод «Эталон» Госстандарта России (г. Владимир), ОАО «Арзамасский приборостроительный завод» (г. Арзамас Нижегородской обл.), НПО «Системотехника» (г. Иваново), ПО «Точмаш» (г. Владимир), ООО «Енха» (г. Белгород), ЗАО «Центрприбор» (Москва), ЗАО «Центроприбор» (г. Рязань), «Альбатрос Инжиниринг РУС» (Москва), Промышленная группа «Метран» (г. Челябинск), ЗАО «ИВК-Саяны» (Москва), ЗАО «Мытищи-Камstrup» (г. Мытищи Московской обл.), ОАО «Мытищинская теплосеть» & ЗАО «Тепло-

водомер» (г. Мытищи Московской обл.), НПФ «Вымпел» (г. Саратов), ТОО «НПФ «ЭКОС» (Москва), НПП «Флоу-Спектр» (Москва) и др.

4.1.3. Учет тепловой энергии у источника теплоты

Если на источнике имеется один подающий, один обратный и один подпиточный трубопровод, то для определения количества теплоты, отпущенной источником в водяные системы теплоснабжения, используется формула:

$$Q = G_1 h_1 - G_2 h_2 - G_{\text{п}} h_{\text{п}}, \quad (1.4.1)$$

где: G_1 — масса теплоносителя, отпущенного источником по подающему трубопроводу; G_2 — масса теплоносителя, возвращенного источнику по обратному трубопроводу; $G_{\text{п}}$ — масса теплоносителя, израсходованного на подпитку системы теплоснабжения; h_1 — энтальпия сетевой воды в подающем трубопроводе; h_2 — энтальпия сетевой воды в обратном трубопроводе; $h_{\text{п}}$ — энтальпия холодной воды для подпитки системы теплоснабжения.

Если на источнике имеется один подающий паропровод, один обратный конденсатопровод и один подпиточный трубопровод, то для определения количества теплоты, отпущенной источником в паровые системы теплоснабжения, используется формула:

$$Q = D (h_1 - h_{\text{х.в}}) - G_{\text{к}} (h_{\text{к}} - h_{\text{х.в}}), \quad (1.4.2)$$

где: D — масса пара, отпущенная источником по подающему паропроводу; $G_{\text{к}}$ — масса конденсата, возвращенного источнику по конденсатопроводу; h_1 — энтальпия пара в подающем паропроводе; $h_{\text{к}}$ — энтальпия конденсата в конденсатопроводе; $h_{\text{х.в}}$ — энтальпия холодной воды, используемой для подпитки системы теплоснабжения.

Важный вопрос при вычислении тепловой энергии на узле учета, расположенном у потребителя теплоты, — энтальпия холодной воды $h_{\text{х.в}}$ для подпитки систем теплоснабжения. Измерение этой величины может осуществляться только на источнике теплоты. Поэтому точное вычисление тепловой энергии исключительно по показаниям своих приборов учета невозможно.

В ряде случаев для упрощения расчетов в некоторых приборах учета используется алгоритм вычисления тепловой энергии, в который значение $h_{\text{х.в}}$ вводится в виде константы. Согласно действующим Правилам, такое определение израсходованной тепловой энергии недопустимо.

Правилами предусмотрено упрощенное вычисление тепловой энергии у потребителей в системах малой тепловой мощности (менее 0,5 Гкал/ч). Если в открытых и закрытых системах теплопотребления суммарно

тепловая нагрузка не превышает 0,1 Гкал/ч, на узле учета можно измерять только время работы приборов, массу (объем) полученного и возвращенного теплоносителя, а также массу (объем) теплоносителя на подпитку.

4.1.4. Учет тепловой энергии у потребителя теплоты

При определении отпущенной потребителю тепловой энергии необходимо знать, как разграничена тепловая сеть между потребителем и энергоснабжающей организацией. Это определяется по границе балансовой принадлежности тепловых сетей. Граница балансовой принадлежности тепловых сетей — линия раздела между владельцами тепловых сетей по признаку собственности, аренды или полного хозяйственного ведения.

Количество тепловой энергии и масса (объем) теплоносителя, полученные потребителем, определяются энергоснабжающей организацией на основании показаний приборов узла учета потребителя за период, определяемый Договором по формуле:

$$Q = Q_{\text{и}} + Q_{\text{п}} + (G_{\text{п}} + G_{\text{гв}} + G_{\text{у}}) \cdot (h_2 - h_{\text{хв}}), \quad (1.4.3)$$

где: $Q_{\text{и}}$ — тепловая энергия, израсходованная потребителем, по показаниям теплосчетчика;

$Q_{\text{п}}$ — тепловые потери на участке от границы балансовой принадлежности системы теплоснабжения потребителя до его узла учета. Эта величина указывается в Договоре и учитывается, если узел учета оборудован не на границе балансовой принадлежности.

$G_{\text{п}}$ — масса сетевой воды, израсходованной потребителем на подпитку систем отопления, определенная по показаниям водосчетчика (учитывается для систем, подключенных к тепловым сетям по независимой схеме);

$G_{\text{гв}}$ — масса сетевой воды, израсходованной потребителем на водозабор, определенная по показаниям водосчетчика (учитывается для открытых систем теплоснабжения);

$G_{\text{у}}$ — масса утечки сетевой воды в системах теплоснабжения. Ее величина определяется как разность между массой сетевой воды по показанию водосчетчика, установленного в подающем трубопроводе G_1 , и суммарной массы сетевой воды ($G_2 + G_{\text{гв}}$) по показаниям водосчетчиков, установленных соответственно на обратном трубопроводе и трубопроводе горячего водоснабжения;

h_2 — энтальпия сетевой воды в обратном трубопроводе;

$h_{\text{хв}}$ — энтальпия холодной воды, используемой для подпитки системы теплоснабжения на источнике теплоты.

Величины h_2 и $h_{\text{хв}}$ определяются по измеренным на узле учета источника теплоты средним за рассматриваемый период значениям температур и давлений.

Тепловая энергия, израсходованная потребителем, по показаниям теплосчетчика $Q_{\text{и}}$ определяется по формуле:

$$Q_{\text{и}} = G_1 \cdot (h_1 - h_2), \quad (1.4.1)$$

где: G_1 — масса сетевой воды в подающем трубопроводе, полученная потребителем и определенная по его приборам учета; h_1 — энтальпия сетевой воды в подающем трубопроводе; h_2 — энтальпия сетевой воды в обратном трубопроводе.

Для определения количества тепловой энергии, полученной паровыми системами теплоснабжения, используется следующая формула:

$$Q = Q_{\text{и}} + Q_{\text{п}} + (D - G_{\text{к}}) \cdot (h_2 - h_{\text{хв}}), \quad (1.4.5)$$

где: $Q_{\text{и}}$ — тепловая энергия, израсходованная потребителем, по показаниям теплосчетчика;

$Q_{\text{п}}$ — тепловые потери на участке от границы балансовой принадлежности системы теплоснабжения потребителя до его узла учета. Эта величина указывается в Договоре и учитывается, если узел учета оборудован не на границе балансовой принадлежности;

D — масса пара, полученная потребителем и определенная по его приборам учета;

$G_{\text{к}}$ — масса возвращенного потребителем конденсата, определенная по его приборам учета;

$h_{\text{к}}$ — энтальпия конденсата в конденсатопроводе на источнике теплоты;

$h_{\text{хв}}$ — энтальпия холодной воды, используемой для подпитки системы теплоснабжения на источнике теплоты.

Тепловая энергия, израсходованная потребителем, по показаниям теплосчетчика $Q_{\text{и}}$ определяется таким же образом, как в водяных системах теплоснабжения.

Схемы размещения точек измерения количества и параметров теплоносителя для открытых и закрытых систем теплоснабжения согласно Правилам [18] приведены на рис. 1.4.3 и 1.4.4.

Важным вопросом при вычислении тепловой энергии на узле учета, расположенном у потребителя теплоты, является вопрос о энтальпии холодной воды $h_{\text{хв}}$, используемой для подпитки систем теплоснабжения. Необходимо подчеркнуть, что измерение этой величины может осуществляться только на источнике теплоты. Поэтому точное вычисление тепловой энергии только на основании данных, полученных потребителем теплоты на основании показаний своих приборов учета, невозможно. Для точного вычисления тепловой энергии необходимо использование данных приборов учета, измеряющих температуру и давление холодной воды, используемой на подпитку, расположенных на источнике теплоты.

В ряде случаев для упрощения расчетов некоторые приборы учета используют алгоритм вычисления

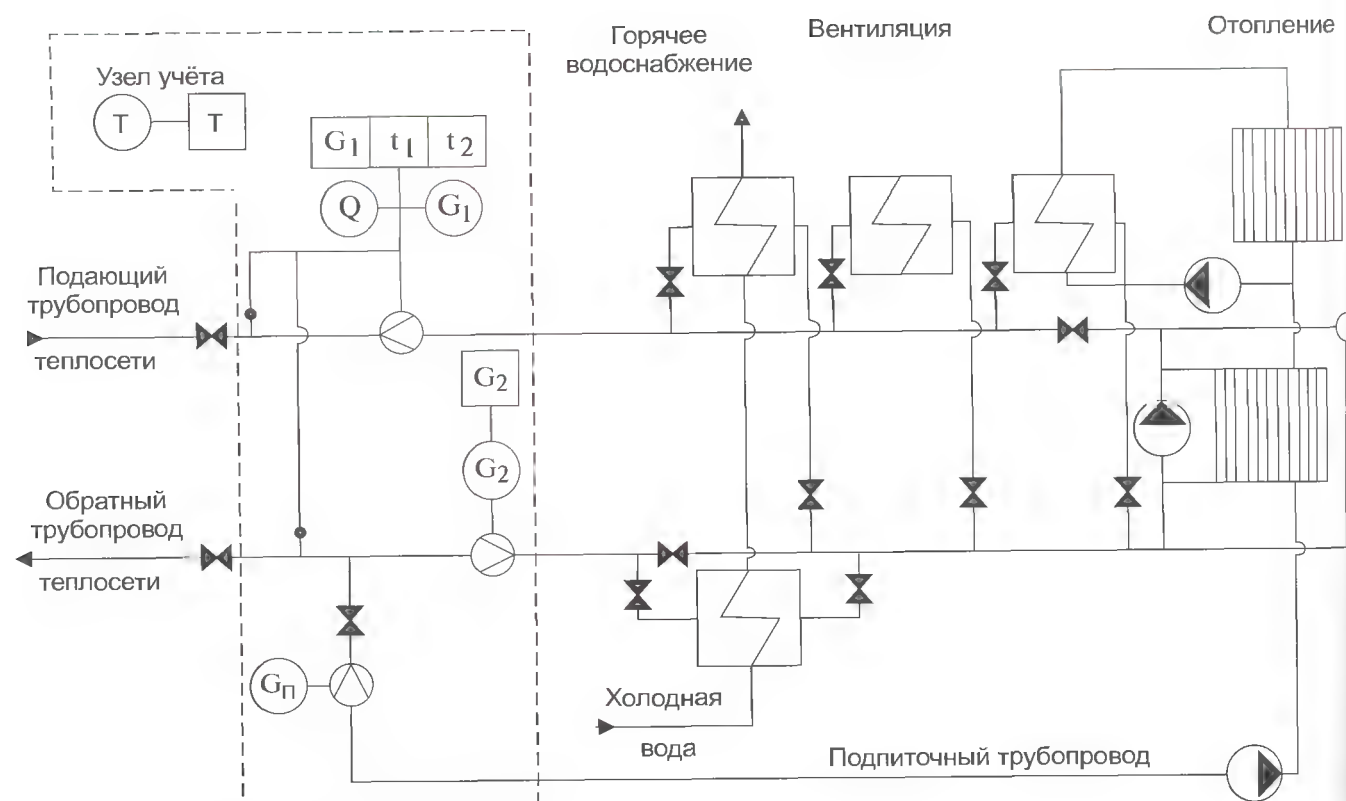


Рис 1.4.3. Принципиальная схема размещения точек измерения количества тепловой энергии и массы (объема) теплоносителя и его регистрируемых параметров в закрытых системах теплоснабжения

тепловой энергии, в котором в расчетные формулы значение $h_{\text{хв}}$ вводится в виде константы, вводимой в память тепловычислителей. Согласно действующим Правилам, такое определение израсходованной тепловой энергии является неправильным.

Правилами предусмотрено упрощенное определение тепловой энергии у потребителей в системах с малой теплопроизводительностью (менее 0,5 Гкал/час и менее 0,1 Гкал/час).

В открытых и закрытых системах теплоснабжения, где суммарная тепловая нагрузка не превышает 0,5 Гкал/час, масса (объем) полученного и потребленного теплоносителя за каждый час и среднечасовые значения параметров теплоносителей могут не определяться.

У потребителей в открытых и закрытых системах теплоснабжения, суммарная тепловая нагрузка которых не превышает 0,1 Гкал/час, на узле учета с помощью приборов можно определять только время работы приборов узла учета, массу (или объем) полученного и возвращенного теплоносителя, а также массу (или объем) теплоносителя, используемого на подпитку. В открытых системах теплоснабжения дополнительно должна определяться масса теплоносителя, использованного на водоразбор в системе горячего водоснабжения.

Для учета тепловой энергии у потребителей с тепловой нагрузкой не более 0,1 Гкал/час наиболее подходят теплосчетчики, состоящие из механических (крыльчатых или турбинных) расходомеров, малога-

баритных вычислителей и платиновых термометров. К таким приборам можно отнести: Мегатрон («Теплоизмеритель», Россия), СПТ961К («Логика», Россия), СТЗ («Тепловодомер», Россия), «Piscotal» (Дания).

Для потребителей с тепловой нагрузкой от 0,1 до 0,5 Гкал/час в соответствии с действующими Правилами наиболее подходят теплосчетчики, состоящие из турбинных или электромагнитных расходомеров, вычислителей и платиновых термометров. К таким теплосчетчикам можно отнести СПТ941К и СПТ961К («Логика», С.-Петербург), ТС-03М (Арзамасский ПЗ), ТСТ-1 («Маяк», Озерск).

Таблица 1.4

№ п/п	Обозначение, конст-рукция	Произво-дитель	Характеристика и особенности
1	Мегатрон		Бытовой, Ду = 15 мм, Т = 20–140 °С. Расход 0.03–3.0 м³/ч, режим самодиагностики
2	СПТ941К	«Логика» С.-Петербург	Для автоматизации учета потребления теплоты при любых системах теплоснабжения, подключение любых типов первичных приборов. 2–3 трубы, автономный источник питания

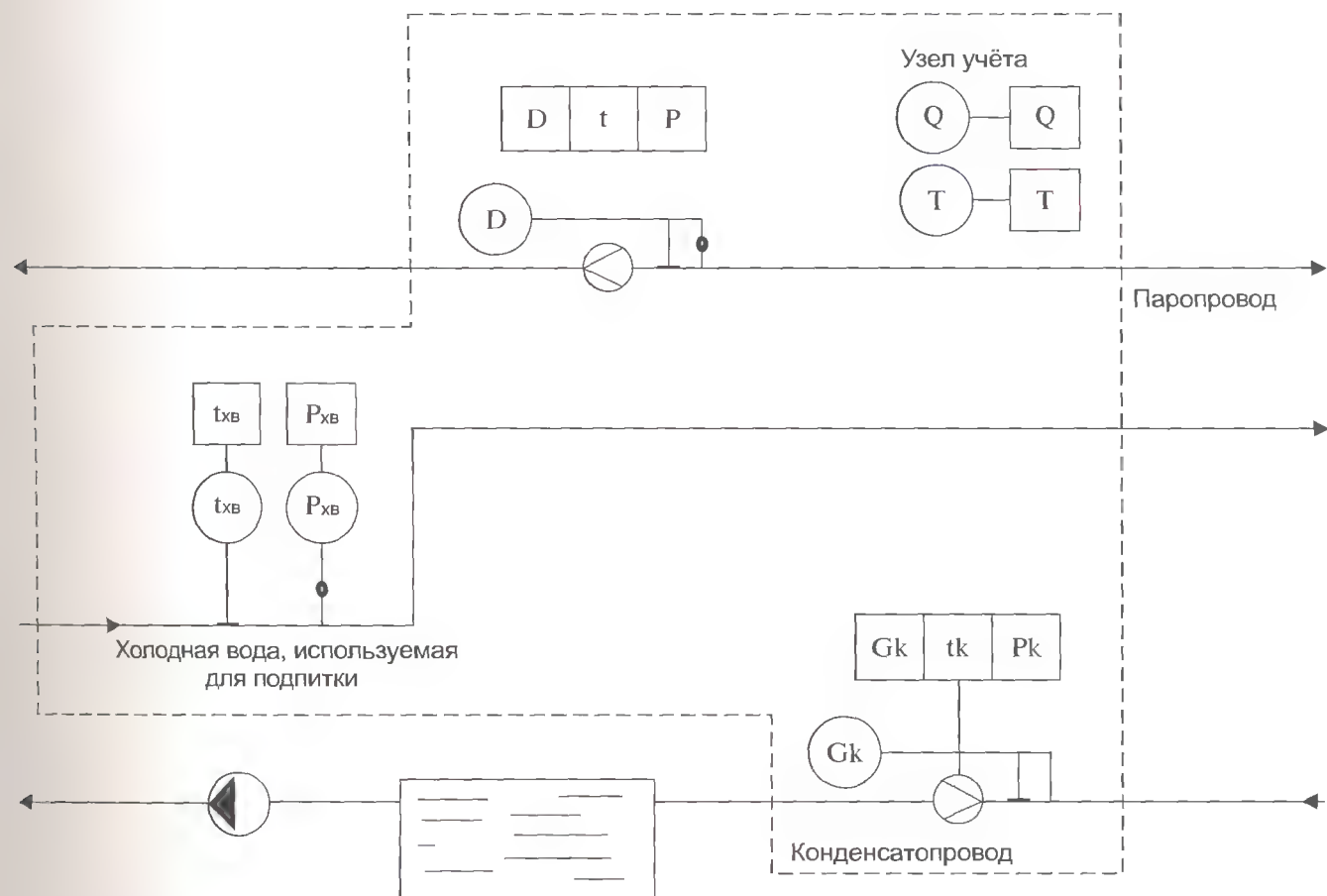


Рис. 1.4.4. Принципиальная схема размещения точек измерения количества тепловой энергии и массы (объема) теплоносителя и его регистрируемых параметров в закрытых системах теплоснабжения

Достоинствами этих теплосчетчиков являются высокая надежность, наличие часовых, суточных и месячных архивов, вывод на принтер или компьютер отчетных данных, возможность построения различных схем учета. В качестве турбинных расходомеров, используемых в составе этих теплосчетчиков, хорошо себя зарекомендовали приборы ВСТ. Однако надо помнить, что при использовании турбинных расходомеров, как наших, так и импортных, обязательно требуется установка перед ними фильтров воды для обеспечения длительной, безотказной работы. В тех случаях, когда затруднительно использовать механические расходомеры (нет возможности установки фильтров воды, стесненные условия, необходимость установки расходомеров на вертикальных участках труб, возможны частые гидравлические удары в сетях), целесообразно устанавливать электромагнитные расходомеры. Здесь можно рекомендовать использование приборов МР-400 (от 9000 р.). Это современные, надежные и малогабаритные расходомеры, имеющие высокие технические и метрологические характеристики.

Для потребителей тепловой энергии с нагрузкой более 0,5 Гкал/час могут быть рекомендованы, помимо выше упоминавшихся теплосчетчиков СПТ961К и ТСТ-1, такие как «Таран Т» («Флоу-спектр», Обнинск),

ТС-06-6 (Арзамасский ПЗ), «Multical III UF» («Тепловодомер», Мытищи). Эти теплосчетчики построены на базе электромагнитных и ультразвуковых расходомеров. В качестве ультразвуковых расходомеров можно рекомендовать использование приборов «UFMOOI» и ДРК-С, обладающих высокими техническими характеристиками и хорошими показателями надежности. Эти расходомеры могут использоваться на трубопроводах диаметрами условного прохода от 50 до 4000 мм. Надо помнить, что при установке расходомеров «UFMOOI» требуется обеспечить довольно большой прямой участок трубопровода перед расходомером. Для ДРК-С этого не требуется.

В случае необходимости в составе оборудования узла учета могут быть использованы датчики давления теплоносителя. Указанные типы теплосчетчиков обладают большими сервисными возможностями:

- часовые, суточные и месячные энергонезависимые архивы;
- вывод информации на принтер и компьютер;
- съем информации через оптопорт вычислителя с помощью переносного компьютера;
- передача информации по телефонным линиям связи;
- работа в сети сбора и передачи информации и др.

Таблица 1.4.2.

№ п/п	Обозначение, конструкция	Производитель	Характеристика и особенности
1	СПТ961К	«Логика» С.-Петербург	Для автоматизации учета потребления теплотенергии при любых системах теплоснабжения, подключение любых типов первичных приборов. От 5 труб, автономный источник питания
2	ТС-03 Электромагнитный	АПЗ «Арзамас»	Многофункциональный комплектнозаконченный прибор учета тепла, расхода, температуры и давления по 4 независимым каналам. Некритичен к качеству водоподготовки. Расход 1,5–250 м³/ч, Ду = 15–200 мм
3	ТСТ-I Электромагнитный	ПО «Маяк» Озерск, Челябинская обл.	Ду = 25–100 мм, расход 0,8–320 м³/ч. Многофункциональный комплектнозаконченный, прибор учета тепла, расхода, температуры и давления по 4 независимым каналам. Некритичен к качеству водоподготовки

Таблица 1.4.3.

№ п/п	Обозначение, конструкция	Производитель	Характеристика и особенности
1	«Таран-Т» Электромагнитный	«Флоу-спектр», Обнинск	Температура измеряемой среды до 70 °С, расход 0,12–1880 м³/ч, Ду = 15–1200 мм, интерфейс RS-232, не требует профилактики в течение всего срока службы и повышенного качества воды
2	ТС-06-6 Электромагнитный	АПЗ «Арзамас»	Многофункциональный комплектнозаконченный, прибор учета тепла, расхода, температуры и давления по 4 независимым каналам. Не критичен к качеству водоподготовки. Расход 1,5–250 м³/ч, Ду = 15–200 мм
3	«Multical III UF» Ультразвуковой	Теплово-домер, Мытищи	Состав: счетчик «Ultraflo», вычислитель «Multical», термометр РТ-500. Ду-15–250 мм, расход 0,015–250 м³/час. Регистрация теплоносителя с расходом до 600 м³/час на прямом и обратном трубопроводе, вывод данных на принтер, сменные интерфейсные модули

Кроме того, в узлах учета тепловой энергии используются теплоконтроллеры «ТЕКОН-10» («Крейт», Екатеринбург), представляющие собой прибор, способный, в зависимости от исполнения, обслуживать от 4 до 15 труб. Все типы указанных теплосчетчиков имеют свои особенности, которые необходимо учитывать при выборе.

4.1.5. Метрологическое обеспечение узлов и систем учета тепловой энергии

Узлы и системы учета тепловой энергии попадают в сферу действия государственного метрологического контроля и надзора.

Системы учета тепловой энергии и комбинированные теплосчетчики должны проходить процедуру метрологической аттестации.

Метрологическая аттестация комбинированных теплосчетчиков для водяных систем теплоснабжения проводится в соответствии с МИ 2164-91.

Метрологическая аттестация систем учета тепловой энергии проводится в соответствии с программой, утвержденной органами государственной метрологической службы.

По результатам аттестации оформляется протокол и выдается свидетельство о метрологической аттестации.

Средства измерений, используемые в узлах и системах учета тепловой энергии, должны проходить поверку с периодичностью, предусмотренной для данного средства измерений Госстандартом России.

Поверка средств измерений осуществляется органами государственной метрологической службы или аккредитованными метрологическими службами юридических лиц.

Ответственность за своевременную поверку средств измерений несут юридические и физические лица, осуществляющие эксплуатацию средств измерений.

Единые теплосчетчики поверяются как единое средство измерения, в комбинированных теплосчетчиках поверке подвергают каждый элемент теплосчетчика.

Результаты поверки фиксируют в паспорте средства измерения или оформляют свидетельство.

Коммерческие взаиморасчеты между энергоснабжающей организацией и потребителем на основе показаний узлов или систем учета тепловой энергии возможны лишь в том случае, если последние выполнены в соответствии с Правилами и прошли процедуру допуска.

Допуск систем и узлов учета осуществляется ежегодно.

Допуск узла или системы учета на источнике тепловой энергии осуществляют представители:

- источника тепловой энергии;
- тепловых сетей;
- Госэнергонадзора.

Допуск узла или системы учета тепловой энергии у потребителя осуществляют представители:

- потребителя;
- энергоснабжающей организации.

Допуск узлов и систем учета тепловой энергии оформляется актом. Акт допуска на источнике тепловой энергии должен быть утвержден руководителем подразделения Госэнергонадзора. Акт допуска у потребителя тепловой энергии должен быть утвержден руководителем энергоснабжающей организации.

Узел или система учета тепловой энергии считаются принятыми в эксплуатацию после подписания акта представителями.

Показания приборов узла учета тепловой энергии фиксируются ежедневно в одно и то же время в журнале учета.

Время выхода из строя узла учета фиксируется соответствующей записью в журнале учета, при этом уведомляется энергоснабжающая организация и оформляется протокол.

Узел учета считается вышедшим из строя в случаях: несанкционированного вмешательства в его работу; нарушения пломб на оборудовании узла; нарушения электрических линий; механического повреждения приборов; работы средств измерений за пределами норм точности; врезок в трубопроводы, не предусмотренных проектом; истечения срока действия хотя бы одного средства измерения.

4.1.6. Как выбрать теплосчетчик?

Этот вопрос решается по-своему теплоснабжающей организацией (продавцом и перепродавцом тепловой энергии) и потребителем тепла.

На источниках тепловой энергии выбор теплосчетчика осуществляет теплоснабжающая организация по согласованию с Госэнергонадзором. Потребитель вправе выбрать теплосчетчик самостоятельно по согласованию с теплоснабжающей организацией (при возникновении разногласий арбитром выступает Госэнергонадзор).

В первую очередь проверяется легитимность прибора.

Если прибор удовлетворяет формальным требованиям, следует перейти к творческой стадии выбора.

При выборе теплосчетчиков для узлов учета на источниках тепловой энергии можно рекомендовать следующую последовательность действий.

1. Выбрать производителя теплосчетчика.

Производитель должен иметь хорошую репутацию, достаточно продолжительное время работать на рынке теплосчетчиков, иметь хорошо оснащенное современное серийное производство (сертифицированное на соответствие требованиям ГОСТ Р ИСО 9002-96), желательно, чтобы он самостоятельно производил и тепловычислители, и расходомеры; следует избегать производителей, имеющих «производство на коленке»; косвенным внешним признаком уровня производства могут быть эргономические и эстетические свойства вы-

пускаемых приборов (применение уникальных корпусов, окраски, качество обработки материалов и пр.).

Производитель должен иметь не сильно удаленные от места установки приборов дилерские и сервисные центры, выполняющие не только ремонт приборов, но и организующие их поверку (не обязательно на собственных установках) и обучение обслуживающего персонала.

Иногда потребности приборного учета могут быть удовлетворены приборами, основанными на различных методах измерения (например, ультразвуковые или вихревые теплосчетчики — для трубопроводов большого диаметра, электромагнитные расходомеры — для технологического учета на трубопроводах малого диаметра). В этом случае удобно (но необязательно), чтобы один производитель самостоятельно выпускал всю требуемую номенклатуру приборов.

Целесообразно работать с производителем, готовым предоставить всю техническую информацию о приборе, которая может понадобиться при установке и эксплуатации прибора. Например, при интеграции теплосчетчика в АСУ и диспетчеризации.

2. Оценить потребительские качества приборов (сложность монтажа, надежность, удобство эксплуатации) на основе анализа технической документации, отзывов организаций, где эти приборы установлены, в результате пробных испытаний, выполненных самостоятельно. Обратит особое внимание на периодичность поверки и метода ее проведения (имитационный или проливной). Порядок проведения поверки регламентируется утвержденной Госстандартом методикой поверки.

3. Оценить технические характеристики теплосчетчиков:

- метрологические характеристики, динамический диапазон. Следует иметь в виду, что интерес представляет динамический диапазон прибора, в котором обеспечивается выполнение требований к метрологическим характеристикам теплосчетчика как коммерческого прибора;
- требования к длине прямых участков;
- предельные значения параметров теплоносителя, при которых теплосчетчик нормально функционирует;
- стойкость элементов теплосчетчика (датчиков, тепловычислителя) к действию окружающей среды;
- ограничения на длину линий связи;
- реализуемые алгоритмы вычисления тепловой энергии, напрямую связанные с числом каналов измерения параметров теплоносителя;
- наличие интерфейсов, унифицированных выходов, позволяющих интегрировать прибор в существующую АСУ;
- наличие специального сертифицированного программного обеспечения, позволяющего решить последнюю задачу.

4. Выполнить оценку экономических затрат на приобретение и установку прибора.

Потребителю тепловой энергии также можно рекомендовать выполнить предложенную выше последовательность действий при решении задачи выбора теплосчетчика. Однако при этом следует иметь в виду существенное значение рекомендаций теплоснабжающей организации, а также необходимость переоценки значимости свойств теплосчетчика.

Для потребителя решающее значение при выборе имеют цена, продолжительность межповерочного интервала, наличие условий для поверки, простота эксплуатации и обслуживания, надежность прибора, удобство съема информации.

Из технических характеристик (подчеркнем еще раз — при условии легитимности прибора) для потребителя тепловой энергии наиболее значимыми являются динамический диапазон (для исключения ошибки при выборе типоразмера дорогостоящего прибора, а также для обеспечения работоспособности теплосчетчика при летних и зимних тепловых нагрузках); надежность; простота эксплуатации; сохранение работоспособности прибора при наименьшей разнице температур в подающем и обратном трубопроводах; удобство съема информации; требуемая длина прямых участков (для того чтобы можно было установить измерительные участки без дополнительной реконструкции теплового пункта); цена прибора и затраты на его установку.

Рассмотрим конкретный пример сравнительного анализа двух наиболее близких по техническим характеристикам электромагнитных теплосчетчиков: «Взлет-ТСР» (ф. «Взлет») и SA-94 (ф. «Асвега-М»)

1. Электромагнитные ППР МР200 из состава ТС «Взлет-ТСР» имеют более высокую точность измерения расхода ($\pm 1\%$), чем электромагнитные ППР из состава SA-94: ($\pm 2\%$)
2. Погрешность вычисления количества тепловой энергии для закрытых (открытых) систем теплоснабжения составляют:

Диапазон температур	Взлет-ТСР	SA-94
при $\Delta t = 3 \div 10^\circ\text{C}$	$\pm 3,0\% (\pm 4,0\%)$	$\pm 6,0\% (\pm 8,0\%)$
при $\Delta t = 10 \div 20^\circ\text{C}$	$\pm 2,0\% (\pm 3,0\%)$	$\pm 5,0\% (\pm 7,0\%)$
при $\Delta t > 20^\circ\text{C}$	$\pm 1,5\% (\pm 2,5\%)$	$\pm 4,0\% (\pm 6,0\%)$

3. Динамический диапазон электромагнитных расходомеров в ТС «Взлет-ТСР» шире, чем в теплосчетчике ТС SA-94 для одинаковых значений Ду и при одинаковой погрешности измерения расхода ($\pm 2,0\%$). Так, например, при Ду = 40 для «Взлет-ТСР» он составляет $0,6 \div 54,2$ т/час., для SA-94 — $0,64 \div 40,0$ м³/час (в ТС SA-94 в диапазоне $0,16 \div 0,64$ м³/час погрешность измерения расхода составляет $\pm 4,0\%$, что недопустимо для выполнения коммерческих расчетов); при Ду = 150 — соответственно $8,46 \div 762,17$ т/час и $5,0 \div 600,0$ м³/час. Причем указанный динамический диапазон для электромагнитного расходомера SA-94 охватывает десять поддиапазонов теплосчетчика, а ра-

бота осуществляется только в одном из них (в случае необходимости выбор какого-либо поддиапазона осуществляется только после вскрытия измерительно-вычислительного блока SA-94 и последующей замены пломб на приборе).

4. Для теплосчетчиков «Взлет-ТСР» установлен межповерочный интервал 4 года; для SA-94 — 3 года.
5. Для всех систем теплопотребления, где учет происходит по подающему и обратному трубопроводам, особенно важен такой параметр, как погрешность измерения разности расходов G1-G2. Для снижения погрешности определения этого параметра электромагнитные расходомеры ТС «Взлет-ТСР» подбираются в пару таким образом, чтобы погрешность расхождения между ними составляла 0,5 %. В ТС SA-94 расхождение между каналами может достигать 4 % (по $\pm 2\%$ на каждый канал).
6. Диапазон измеряемых температур, а также разности температур в ТС «Взлет-ТСР» шире, чем в SA-94: $20\text{--}180^\circ\text{C}$ против $20\text{--}150^\circ\text{C}$ в прямом и $3\text{--}160^\circ\text{C}$ против $1\text{--}140^\circ\text{C}$ в обратном трубопроводах.
7. ТС «Взлет-ТСР», в отличие от SA-94, имеет дополнительные импульсные входы для двух каналов измерения расхода и два входа для каналов измерения температуры. Это позволяет, используя один комплект теплосчетчика, строить комплексные системы учета, в том числе горячей и холодной воды. Для построения аналогичных систем на базе ТС SA-94 потребуются дополнительные комплекты SA-94.
8. Для правильного монтажа ППР ТС SA-94 требуется выполнение чрезвычайно жестких условий, труднодостижимых на практике: в частности, разность максимального и минимального расстояний между присоединительными выступами фланцев более чем на 0,5 мм и отклонение от соосности более 1 мм, недопустимы. При монтаже ППР МР200 допускается непараллельность монтажных фланцев не более 7 градусов. Монтаж ППР МР200 существенно облегчается благодаря наличию в базовой комплектации габаритного имитатора, который может временно устанавливаться вместо ППР.
9. При монтаже ТС SA-94 необходимо обеспечить длину прямолинейных участков трубопровода > 5 Ду до ППР и > 4 Ду после; для ТС «Взлет-ТСР» — соответственно > 3 Ду и > 2 Ду.
10. Теплосчетчик SA-94, в отличие от «Взлет-ТСР», не имеет стандартного интерфейса RS485, что затрудняет его использование в составе информационных систем.
11. Теплосчетчик «Взлет-ТСР» имеет четыре импульсных выхода, соответствующих расходу теплоносителя и тепловой мощности в прямом и обратном трубопроводах. В теплосчетчике SA-94 имеются два программируемых выхода (программируется тип выхода — токовый или частотный, и два выходных параметра, выбираемых из ряда: расход, температура в прямом или обратном трубопроводах, разность температур).

12. Цена ТС «Взлет-ТСР» в 1,5 раза ниже цены ТС SA-94.
13. Надежность сравниваемых ТС может быть оценена на базе богатого статистического материала как приблизительно одинаковая.
14. Рассмотренный пример при отсутствии иных (например, административных) факторов позволяет потребителю вполне обоснованно отдать предпочтение ТС «Взлет-ТСР». Аналогичный сравнительный анализ, например, ТС КМ-5 (ф. «ТБН сервис») и ТС «Взлет-ТСР», по-видимому, приведет к выводу об отсутствии заметного превосходства одного прибора перед другим.

4.2. ПРИБОРНЫЙ УЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Для измерения расходов электрической энергии широко используются средства измерения как отечественного, так и импортного производства.

Используемые электросчетчики можно подразделить на следующие типы: индукционные и электронные; однофазные и трехфазные; однотарифные и двухтарифные; для учета активной и реактивной энергии; с одним и двумя направлениями учета; без выходного сигнала и с выходным импульсным сигналом. Для организации двухтарифного учета электроэнергии применяются устройства переключения тарифов.

Электронные счетчики, имеющие частотно-импульсные каналы для связи с АСКУЭ, как правило, не обеспечивают надлежащей достоверности переданной и принятой информации. Стремительное развитие элементной базы, внедрение компьютерной техники, увеличившаяся открытость западных технологий привели к появлению и внедрению на отечественном рынке производимых в России микропроцессорных счетчиков с цифровым выходом, расширяющих круг решаемых задач (диагностика системы, контроль моментов отключения питания, отклонения напряжения и т. д.).

В силу большого разнообразия выпускаемых электросчетчиков и недостаточного объема настоящего издания отсутствует возможность не только анализа их преимуществ и недостатков, но и перечисления фирм, организаций, занимающихся их выпуском.

Среди выпускаемых перспективных электронных счетчиков можно, например, назвать: НЭС-04, «Альфа», СЭТЗ, СЭТ4, ПСЧ, ЦЭ-6850, УПТ12-100, Ф669, «Меркурий 230», СО-ИБ1, СА4У-ИТ2 и др.

Рассмотрим для примера возможности счетчика «Альфа» производства фирмы АББ ВЭИ «Метрони-ка», г. Москва. Он имеет три интерфейса для обмена информацией с другими устройствами.

Для связи счетчика с концентратором АСКУЭ в составе платы имеются четыре реле для активной потребленной энергии, активной выданной энергии, реактивной потребленной энергии, реактивной выданной энергии.

Кроме того, по желанию заказчика поставляется модификация платы с гальванически развязанными реле, что позволяет одновременно работать одному счетчику на две системы АСКУЭ с выходными параметрами: активная потребленная (выданная) энергия (АСКУЭ 1); активная потребленная (выданная) энергия (АСКУЭ 2); реактивная потребленная (выданная) энергия (АСКУЭ 1); реактивная потребленная (выданная) энергия (АСКУЭ 2).

Наличие в счетчике таких реле позволяет включать счетчики «Альфа» в состав АСКУЭ на базе широко известных систем типа КТС «Энергия», «Ток», ЦТ-5000, ИИСЭ и др.

Токовая петля (ИРПС) с оптической развязкой позволяет передавать по паре информационных проводов не только данные об измеренной энергии и мощности, но и многочисленную дополнительную информацию: время и дату начала перерыва питания или отключения фазы; время и дату окончания перерыва питания или включения фазы; тип счетчика и постоянные, отражающие схему подключения счетчика к внешним цепям; наличие тарифных зон и их распределение по суткам; данные самодиагностики счетчика и расшифровку этих сообщений и другие данные.

Для измерения и учета электрической энергии и мощности, а также автоматического сбора, обработки и хранения данных со счетчиков электроэнергии и отображения полученной информации в удобном для анализа и диагностики работы виде используются системы АСКУЭ.

В настоящее время в России сложилась ситуация разрозненности: сформировались и отдельно существуют группы производителей счетчиков электрической энергии и производителей устройств и систем сбора и передачи данных (УПСД). Организации, производящие построение и внедрение АСКУЭ (интеграторы), обязаны обеспечивать точное согласование параметров оборудования, протоколов и стандартов.

Цель создания АСКУЭ: обеспечение коммерческого учета электроэнергии и мощности в соответствии с требованиями Энергосбыта, оптового рынка электроэнергии и действующими тарифными соглашениями; повышение достоверности и оперативности получения данных о распределении и потреблении электроэнергии и мощности; повышение оперативности управления режимами энергопотребления и техническим состоянием средств учета электроэнергии; определение и прогнозирование всех составных баланса электроэнергии; снижение потерь электроэнергии и получение дополнительной прибыли за счет повышения точности и достоверности учета электроэнергии; автоматизации контроля за технико-экономическими показателями работы оборудования; планирования технико-экономических показателей работы.

Наличие на предприятии современной АСКУЭ является необходимым условием его выхода на ФОРЭМ, РРЭМ, тарифы на электроэнергию на которых существенно меньше, чем у большинства АО «Энерго».

5. ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

В систему государственного управления энергосбережением входят комплексные программы энергосбережения, целью которых является разработка стратегии и первоочередных мер по обеспечению социально-экономического развития региона за счет повышения эффективности использования энергии, снижение расходов бюджетных средств на содержание комплекса социальной сферы и жилищно-коммунального хозяйства, в затратах которых более половины составляет оплата энергоресурсов.

5.1. ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ ФЕДЕРАЛЬНОГО УРОВНЯ

Федеральный уровень программ, затрагивающих проблему повышения эффективности использования ТЭР и действующих в течение первого десятилетия XXI века, представлен, в первую очередь, Федеральной целевой программой «Энергоэффективная экономика», принятой Постановлением Правительства РФ № 796 от 17.11.2001.

К программам этого уровня могут быть отнесены и программы энергосбережения в отдельных отраслях экономики и у бюджетополучателей федерального уровня.

Федеральной целевой программе «Энергоэффективная экономика» предшествовала федеральная целевая программа «Энергосбережение России 1998÷2005 г.г.

Федеральная целевая программа «Энергосбережение России» разработана и принята Правительством Российской Федерации 24 января 1998 года (Постановление № 80). Программа была создана исходя из требований и перспектив развития новой энергетической политики (Указ Президента Российской Федерации от мая 1995 года № 472, Федерального закона «Об энергосбережении» № ФЗ-28 от 03.04.1996 г., а также ряда постановлений Правительства Российской Федерации).

В числе целей и задач программы назывались достижение экономии ТЭР в объеме 365÷435 млн т у. т. и снижение на этой основе энергоемкости к 2005 году на 13,4 %.

Программа включала пять подпрограмм: «Энергосбережение в отраслях ТЭК»; «Энергосбережение в ЖКХ»; «Энергосбережение в энергоемких отраслях промышленности»; «Производство сертифицированных приборов, систем учета и регулирования расхода энергоресурсов и оснащение ими потребителей»; «Энергосберегающая электротехника».

В качестве основных направлений научно-технического прогресса в энергосбережении назывались:

повышение эффективности использования сырьевых и топливно-энергетических ресурсов за счет внедрения новых экологически чистых технологий глубокой переработки исходного сырья и топлива с расширением ассортимента конечной продукции и энергоносителей; внедрение прогрессивных энергосберегающих технологий, оборудования и систем учета энергоресурсов в энергоемких отраслях промышленности, жилищно-коммунальной сфере, в других сферах экономики; повышение эффективности производства электроэнергии и тепла при использовании топлива и в первую очередь природного газа; максимальное использование достижений науки и техники в области экономии энергии и максимальная поддержка эффективных в своей деятельности научных подразделений, решающих проблемы энергосбережения; включение ВПК в процесс энергосбережения как по линии использования научно-технических достижений, так производственного потенциала его объектов для выхода на качественно новый уровень развития отраслей экономики.

Названные пути снижения энергоемкости ВВП (внутреннего валового продукта) включали совершенствование структуры топливно-энергетического баланса, снижение материалоемкости производства, создание новых энергосберегающих технологий и техники, рациональное энергопользование и энергосбережение.

Последний путь применительно к конкретному потребителю ТЭР содержал структурное энергосбережение, технологическое энергосбережение, оптимизацию и рационализацию энергоиспользования существующих технологий, использование вторичных энергоресурсов, ликвидацию бесхозяйственности в использовании энергоресурсов.

Основное отличие программы энергосбережения от других важных для государства, но затратных программ заключается в ее предполагаемой высокой экономической эффективности и 3÷4-кратной окупаемости затрат на ее реализацию за срок выполнения. Структура программы имела баланс потребности финансовых ресурсов на ее реализацию с разрешенными действующим законодательством источниками финансирования. Эти источники и определяли высокую финансово-экономическую эффективность федеральной целевой программы.

При подведении промежуточных (в 2000 г.) итогов выполнения этой программы было отмечено, поставленные в ней задачи, к сожалению, не решены, и этому способствовали как объективные, так и субъективные причины.

В 2001 г. программа «Энергосбережение России 1998÷2005 г.г.» была трансформирована в федеральную целевую программу «Энергоэффективная экономика».

Федеральная целевая программа «Энергоэффективная экономика», выполнение которой предусмотрено в два этапа (I – 2002÷2005 гг., II – 2006÷2010 гг.), предполагает достижение необходимых уровней добычи и производства топливно-энергетических ресурсов: к 2005 г. нефти с газовым конденсатом 360 млн т, газа 620 млрд м³, угля 300 млн т, электроэнергии 1008,8 млрд кВт·ч, а к 2010 г. соответственно — 360÷370 млн т, 635 млрд м³, 335 млн т и 1158,9 млрд кВт·ч; производство первичных топливно-энергетических ресурсов (к 2005 г. — 1543,4 млн т у. т., к 2010 г. — 1602÷1618 млн т у. т.); перевод экономики страны на энергосберегающий путь развития и достижение экономии топливно-энергетических ресурсов за счет использования современных технологий (в 2002÷2005 г. — 143–156 млн т у. т., в 2006÷2010 г. — 152÷169 млн т у. т.); обеспечение безопасной эксплуатации атомных электростанций; снижение энергоемкости ВВП в 2005 г. на 13,4 % и в 2010 г. на 26 % по отношению к 2000 г.; поэтапное перевооружение отраслей топливно-энергетического комплекса и обновление до 2010 г. оборудования: в нефтяной отрасли — на 50 %; в нефтеперерабатывающей промышленности — на 70 %; в сфере нефте- и нефтепродуктопроводного транспорта — на 45 %; в газовой отрасли — на 40 %; в угольной отрасли — на 30 %; в электроэнергетике — на 30 %; сокращение вредных выбросов в атмосферу и уменьшение загрязнения окружающей среды; сохранение и расширение экспортного потенциала топливно-энергетического комплекса; увеличение рабочих мест на 199 тыс. человек.

В составе программы три подпрограммы: «Энергоэффективность топливно-энергетического комплекса», «Безопасность и развитие атомной энергетики» и «Энергоэффективность в сфере потребления».

Полный текст Федеральной целевой программы «Энергоэффективная экономика» приведен в приложении на CD-диске.

5.2. ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ РЕГИОНАЛЬНОГО УРОВНЯ

Практическая реализация концептуальных направлений энергосбережения, разработанных и утвержденных на федеральном уровне, предполагает активное и конкретное участие в этой работе регионов, краев и областей, городов и поселков.

В систему государственного управления энергосбережением входят комплексные программы энергосбережения, целью которых является разработка стратегии и первоочередных мер по обеспечению социально-экономического развития региона за счет повышения эффективности использования энергии, снижение расходов бюджетных средств на содержа-

ние комплекса социальной сферы и жилищно-коммунального хозяйства, в затратах которых более половины составляет оплата энергоресурсов.

Несмотря на то что программы каждого уровня имеют специфические задачи и механизмы финансового обеспечения, структура является близкой друг другу, поскольку базируется на единой федеральной нормативно-правовой базе и региональном законодательстве, существенно не отличающемся для различных областей, краев и республик.

Существуют два подхода к разработке региональных программ. Согласно первому из них, программы могут быть в своей основе совокупностью муниципальных программ со специфическими разделами областного уровня, включая межрайонные проблемы энергосбережения, увязывающие муниципальные программы во взаимоувязанный комплекс, задачи формирования региональной промышленной базы энергосбережения, проблемы межрегиональной кооперации, обеспечивающие рациональное энергообеспечение региона и взаимовыгодные поставки энергосберегающей промышленной продукции, а также вопросы международного сотрудничества в области энергоэффективности.

Муниципальные программы энергосбережения являются составной частью областных, краевых, республиканских программ, разрабатываются и утверждаются местной администрацией и муниципальным органом представительной власти. Это в основном жилищно-коммунальный сектор, система муниципального тепло- и водоснабжения, газоснабжения населения.

При этом областные и муниципальные органы государственной власти должны выполнить три обязательных при введении в действие муниципальной программы энергосбережения условия:

- объекты, включенные на текущий год в состав программы с целью реализации инвестиционных проектов, должны иметь полное финансовое обеспечение для расчетов с поставщиками топлива и энергии. В случае если объекты не являются хозяйствующими субъектами, целесообразно создать в муниципалитете службу единого заказчика по топливно- и энергообеспечению;

- сэкономленные по отношению к базовому уровню расхода топлива и энергии энергоресурсы должны быть основой для формирования консолидируемых финансовых ресурсов, расходовуемых целенаправленно на финансирование муниципальной программы энергосбережения;

- областная администрация принимает решение списывать сэкономленные бюджетные средства как результат реализации муниципальной программы энергосбережения в свой бюджет, оставляя эти средства в соответствии со специ-

альным нормативным актом в распоряжении муниципальной администрации.

Для финансирования этих программ энергосбережения можно создавать муниципальные фонды энергосбережения, для наполнения которых использовать три основные группы механизмов энергосбережения:

- отчисления от тарифов на муниципальное тепло, воду и водообеспечение;
- консолидацию средств от экономии топлива и энергии в результате осуществления муниципальной программы повышения энергетической эффективности;
- привлечение к финансированию программы средств населения за счет оказания ему новых энергосервисных услуг.

Второй путь, когда область, край, республика, располагая достаточным научным потенциалом и профессиональными кадрами, разрабатывает и принимает региональную программу, ставя затем задачу перед муниципальными образованиями найти в этой программе свою нишу. Финансовая поддержка энергосберегающих проектов из средств областного фонда энергосбережения должна осуществляться взвешенно, определяя средства на поддержку муниципальных программ по мере их готовности и эффективности разработок.

Сроки действия региональных программ в настоящее время целесообразно устанавливать, ориентируясь на сроки реализации Федеральной целевой программы «Энергоэффективная экономика».

Программа энергосбережения разрабатывается под руководством администрации региона и утверждается, как правило, Правительством субъекта РФ.

В состав рабочей группы по разработке программы энергосбережения входят представители администрации, региональной энергетической комиссии, ГУП «Государственный межрегиональный центр энергосбережения», научно-технические работники научных и образовательных учреждений региона, специалисты энергопроизводящих и энергоиспользующих организаций, ведущие эксперты страны в области энергосбережения.

Программа разрабатывается на срок 4÷5 лет. Сроки завершения работ по программе целесообразно координировать с Федеральной целевой программой «Энергоэффективная экономика».

Типовая программа энергосбережения субъекта РФ, как правило, должна содержать: паспорт программы, пояснительную записку, перечень мероприятий (энергосберегающих проектов), показатели (индикаторы) оценки эффективности выполнения программы энергосбережения, приложения (межотраслевые целевые программы, территориальные (муниципальные) программы, предложения по формированию общественного мнения, организации подготовки, переподготовки кадров по вопросам энергосбережения и т. п.).

Предлагаемые вид и содержание паспорта программы приведены ниже.

Примерные составы рабочих групп и расширенного, и краткого паспорта областной программы энергосбережения, а также возможный вид программы отдельного района, города и т. п. показаны во фрагментах № 1, 2, 3*.

Согласно рекомендациям Минтопэнерго, пояснительная записка к программе энергосбережения должна содержать рекомендации по составлению основных разделов программы.

Программа энергосбережения, утверждаемая представительным органом власти, содержит следующие основные части:

- паспорт программы;
- пояснительную записку;
- перечень мероприятий по программе энергосбережения;
- перечень показателей (индикаторов) оценки эффективности выполнения региональной программы;
- приложения.

Пояснительная записка должна содержать следующую информацию:

- оценку состояния дел в регионе и подтверждение неудовлетворительного состояния фактами экономического, юридического и технического характера;
- оценку того, что будет в ближайшие 3÷5 лет, если не принимать кардинальные решения в регионе;
- краткое описание предлагаемых к реализации мероприятий;
- сроки реализации разработанных предложений;
- финансовые средства, необходимые для реализации программы и их источники;
- оценку эффекта от внедрения разработанных предложений (экономический, технический, социальный);
- оценку окупаемости предложений.

Примерный перечень индикаторов оценки эффективности выполнения программы (для контроля результативности мероприятий в программе должны быть намечены контрольные цифры [индикаторы] программы, которые устанавливаются для оценки деятельности предприятий, организаций и органов местного самоуправления) показан в табл. 1.5.1.

В качестве примера глубокой подробной оценки состояния экономики и энергетики в регионе можно рассмотреть пример из программы энергосбережения Саратовской области (фрагмент 4). Структуры потребления различных видов ТЭР позволяют оценить пер

* Фрагменты региональных программ, на которые сделаны ссылки в тексте, приведены в приложении на компакт-диске.

ПАСПОРТ региональной целевой программы «Энергосбережение»

Наименование программы	Региональная целевая программа «Энергосбережение» на _____ годы (сроки реализации программы)
Основания для разработки программы (наименование и номер соответствующего нормативного акта)	Постановление Правительства РФ от 02.11.1995 № 1087 «О неотложных мерах по энергосбережению», Федеральный закон «Об энергосбережении» от 03.04.1996 № 28-ФЗ, региональные законы об основах энергосбережения, постановления главы администрации региона.
Государственный заказчик, координатор программы	Администрация региона.
Цели и задачи программы, важнейшие целевые показатели	Создание организационных, правовых, экологических, научно-технических и технологических условий, обеспечивающих снижение потребления энергетических ресурсов, вовлечение неиспользуемых источников энергии. Указывается ожидаемая экономия ТЭР в течение срока реализации программы. Определяется системой индикаторов.
Сроки и этапы реализации программы	Указываются сроки реализации программы, определенные постановлением главы администрации региона, с разбивкой по этапам.
Перечень основных мероприятий и подпрограмм	Подпрограммы: 1. Энергосбережение в отраслях топливно-энергетического комплекса. 2. Энергосбережение в бюджетной сфере. 3. Энергосбережение в жилищно-коммунальном хозяйстве. 4. Энергосбережение в энергоемких отраслях промышленности. 5. Производство сертифицированных приборов, систем учета и регулирования энергоресурсов и оснащение ими потребителей.
Исполнители программы	Региональный центр энергосбережения, исполнительные органы власти региона и органы местного самоуправления, уполномоченные ими хозяйствующие субъекты, предприятия, организации, концерны и акционерные общества.
Экономия, объемы и источники финансирования программы	Указывается поэтапная экономия ТЭР и предполагаемый объем финансирования Источники финансирования — бюджет региона (указывается объем и % от объема затрат), региональный целевой внебюджетный фонд энергосбережения, собственные средства предприятия, кредиты банков, в том числе и зарубежных, средства, полученные от использования рыночных финансовых механизмов. (Объемы финансирования уточняются при разработке ежегодных региональных бюджетов.)
Ожидаемые конечные результаты реализации программы	Указывается ожидаемая экономия ТЭР поэтапно и за весь срок реализации программы, а также сроки окупаемости мероприятий программы.
Система организации контроля за реализацией программы	Органы управления энергосбережением в регионе, органы местного самоуправления.

тиву энергосбережения как в целом по области, так и по отдельным муниципальным подразделениям.

Желательным элементом при оценке энергопотребления является сопоставление фактических и технически возможных удельных расходов энергии на производство наиболее масштабных энергоемких видов продукции, что позволит по укрупненным показателям оценить возможный потенциал энергосбережения.

Как правило, в программе энергосбережения приводится характеристика топливно-энергетического комплекса и перспективы его развития.

Оценка потенциала энергосбережения относится к числу обязательных элементов и проводится исходя из реальных особенностей области, района, отрасли

и т. д. и перспектив в основных сферах деятельности (производственной, экономической, социальной, экологической).

В рекомендованном перечне индикаторов (табл. 1.5.1) следует указывать фактическое состояние в базовом (год, предшествующий введению программы) году и предполагаемое их изменение до предполагаемого срока завершения реализации программы.

Выполненные оценки потенциала энергосбережения следует подтверждать разработанными отраслевыми или муниципальными программами. Этот раздел пояснительной записки может быть изложен и в виде основных направлений экономики энергоресурсов в промышленности, ТЭК, на транспорте, в сельском хозяйстве и т. д., и в виде конкретных программ энер-

Перечень индикаторов оценки эффективности выполнения программы

№ п/п	Наименование индикаторов	Ед. измер.	Значения индикаторов по годам				
			база 1998	2000	2001	2002	2005
1.	Стоимость сэкономленных энергоресурсов	млн руб.					
2.	Экономия топливно-энергетических ресурсов	т у. т.					
3.	Экономия бюджетных средств за счет сокращения дотаций на оплату энергоресурсов	млн руб.					
4.	Сокращение потребления воды	млн м ³					
5.	Уменьшение выбросов в атмосферу	тыс. т.					
6.	Величина предотвращенного ущерба от загрязнения окружающей среды	млн руб.					
7.	Удельное потребление энергоресурсов на единицу ВВП (по региону)	т у. т./руб.					
8.	Удельное потребление энергетических ресурсов на душу населения	т у. т., чел					
9.	Удельное потребление электроэнергии на душу населения в год	кВт·ч/чел					
10.	Удельное потребление тепловой энергии на душу населения в год	Гкал/чел					
11.	Доля бюджетных расходов, направляемых на дотации за энергоресурсы	%					
12.	Фактические потери в инженерных сетях: • электроэнергия • тепловая энергия • вода • нефтепродукты	%					
13.	Количество квадратных метров жилья, введенного в эксплуатацию в соответствии с новыми СНиП	тыс. м ²					
14.	Количество предприятий, прошедших энергетическое обследование	шт.					
15.	Доля отопительных систем, оснащенных приборами учета тепловой энергии	%					
16.	Доля водопроводных систем, оснащенных приборами учета воды	%					
17.	Снижение затрат на производство энергоресурсов	млн руб.					

госбережения с указанием источников и объемов финансирования, сроков реализации и экономических, экологических и других эффектов.

Примеры программ различного уровня приведены во фрагментах № 9, 10, 11.

В приведенных фрагментах программ энергосбережения на различных уровнях отсутствуют такие возможные элементы, как создание или расширение нормативно-правовой базы, организационные меры администрации органов Госэнергонадзора и т. д., способствующие активизации работ по повышению эффективности использования энергоресурсов.

Для распространения опыта энергосбережения рекомендуется предусмотреть создание демонстрационных зон. При этом следует помнить, что демонстрационные зоны высокой энергетической эффективности по представлению Правительств областей, краев и т. д. утверждаются совместным решением Министерства промышленности и энергетики и Министерства образования и науки.

В приложении к пояснительной записке приводятся, как правило, наиболее значимые проекты, входящие в инвестиционные программы, формируемые в рамках программ энергосбережения.

6. ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИМЕРЫ

Пример 1

Условие

Промышленное предприятие в течение года потребляет:

природного газа

$$G_{\Gamma} = 20 \cdot 10^6 \text{ нм}^3 (Q_{\text{нГ}}^p = 7950 \text{ ккал/нм}^3),$$

мазута

$$M = 1,2 \cdot 10^6 \text{ т} (Q_{\text{нМ}}^p = 10\,000 \text{ ккал/кг}),$$

угля

$$Y = 9 \cdot 10^4 \text{ т} (Q_{\text{нУ}}^p = 4500 \text{ ккал/кг}).$$

Определите потребности предприятия в первичном топливе.

Решение

Для определения расхода энергии в первичном условном топливе следует перевести расходы топлива из натуральных единиц в условное топливо.

$$\begin{aligned} B_{\Sigma} &= G_{\Gamma} \frac{Q_{\text{нГ}}^p}{7000} + M \frac{Q_{\text{нМ}}^p}{7000} + Y \frac{Q_{\text{нУ}}^p}{7000} = \\ &= \frac{20 \cdot 10^6 \cdot 7950}{7000} + \frac{1,2 \cdot 10^6 \cdot 10000}{7000} + \frac{90 \cdot 10^6 \cdot 4500}{7000} = \\ &= 22,7 \cdot 10^6 + 1,71 \cdot 10^6 + 57,85 \cdot 10^6 = 82,3 \cdot 10^6, \text{ кг у. т.} \end{aligned}$$

Используя коэффициенты пересчета условного топлива в первичное условное топливо, получим:

$$\begin{aligned} B_{\Sigma}^{\text{ПТ}} &= 22,7 \cdot 10^6 \cdot 1,167 + 1,71 \cdot 10^6 \cdot 1,107 + \\ &+ 57,85 \cdot 10^6 \cdot 1,065 = 26,5 \cdot 10^6 + 1,9 \cdot 10^6 + 61,6 \cdot 10^6 = \\ &= 90 \cdot 10^6, \text{ кг у. т.} \end{aligned}$$

Примечание.

Пересчет в первичное условное топливо производят с учетом затрат энергии на добычу, облагораживание и транспорт топлива.

Пример 2

Условие

Предприятие на технологию и выработку тепловой и электрической энергии на собственной ТЭЦ использует мазут с $Q_{\text{н}}^p = 12\,100 \text{ ккал/кг}$.

Дополнительное потребление электроэнергии предприятием составляет $\mathfrak{E}_{\text{АО}} = 80 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч/год}$.

Потребление мазута на технологию составляет

$$M = 400 \text{ т/год.}$$

ТЭЦ вырабатывает

$$Q = 50 \cdot 10^3 \text{ Гкал/год}$$

тепловой энергии с удельным расходом условного топлива

$$e_{\text{т}} = 160 \text{ кг у. т./Гкал и } \mathfrak{E} = 20 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

с удельным расходом условного топлива

$$e_{\text{э}} = 320 \text{ г у. т./кВт} \cdot \text{ч.}$$

Определите годовое потребление предприятием энергии в условном топливе.

Решение

Годовое потребление энергии:

$$B_{\Sigma} = B_{\Gamma} + B_{\text{ТЭ}} + B_{\text{ЭЭ}} + B_{\text{АО}}, \text{ т у. т./год.}$$

где: B_{Γ} — расход условного топлива на технологию, т у. т./год;

$B_{\text{ТЭ}}$ — расход условного топлива на производство тепловой энергии, т у. т./год;

$B_{\text{ЭЭ}}$ — расход условного топлива на производство электрической энергии, т у. т./год;

$B_{\text{АО}}$ — потребление электроэнергии из энергосистемы, т у. т./год.

Годовое потребление мазута в условном топливе на технологию:

$$B_{\Gamma} = M \frac{Q_{\text{н}}^p}{7000} = \frac{400 \cdot 12100}{7000}, \text{ т у. т./год.}$$

Годовое потребление энергии в условном топливе на выработку тепловой энергии:

$$B_{\text{ТЭ}} = Q \cdot e_{\text{т}} = 50 \cdot 10^3 \cdot 60 = 8 \cdot 10^6 \text{ кг у. т./год.}$$

Годовое потребление энергии в условном топливе на выработку электроэнергии на собственной ТЭЦ:

$$B_{\text{Э}} = \mathfrak{E} \cdot e_{\text{э}} = 20 \cdot 10^6 \cdot 0,32 = 6,4 \cdot 10^6 \text{ кг у. т./год.}$$

Годовое потребление энергии в условном топливе из энергосистемы:

$$B_{\text{АО}} = \mathfrak{E}_{\text{АО}} \cdot e_{\text{эТ}} = 80 \cdot 10^6 \cdot 0,123 = 9,84 \cdot 10^6 \text{ кг у. т./год,}$$

где: $e_{\text{эТ}}$ — теоретический эквивалент в условном топливе 1 кВт·ч.

Тогда

$$\begin{aligned} B_{\Gamma} &= 691,4 + 8 \cdot 10^3 + 6,4 \cdot 10^3 + 9,84 \cdot 10^3 = \\ &= 24931,4 \text{ т у. т./год.} \end{aligned}$$

Примечание.

При пересчете расходов тепловой и электрической энергии в условное топливо можно было воспользоваться диаграммой (Приложение П1-1). Для пересчета потребленного на технологию мазута следует использовать новый коэффициент, поскольку на диаграмме мазут имеет $Q_{\text{н}}^p = 9500 \text{ ккал/кг}$.

Перевод в условное топливо используемую электроэнергию следует осуществлять отдельно, поскольку удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт·ч, на ТЭЦ $e_{\text{э}} = 320 \text{ г у. т./кВт} \cdot \text{ч}$, а теоретический эквивалент $e_{\text{эТ}} = 123 \text{ г у. т./кВт} \cdot \text{ч}$.

Пример 3

Условие

Определите для системы (см. рис. 1.6.1) влияние на годовую потребность в условном топливе изменения КПД отдельных ее элементов ($\eta_{\text{ит}}$, $\eta_{\text{рс}}$, $\eta_{\text{эн}}$) на 5 %, если известна величина полезного энергопотребления $Q_{\text{пол}} = 1 \text{ Гкал/час}$, продолжительность работы системы $\tau = 8000 \text{ ч/год}$ и начальные КПД элементов системы $\eta_{\text{ит}} = 0,9$, $\eta_{\text{рс}} = 0,8$, $\eta_{\text{эн}} = 0,6$.

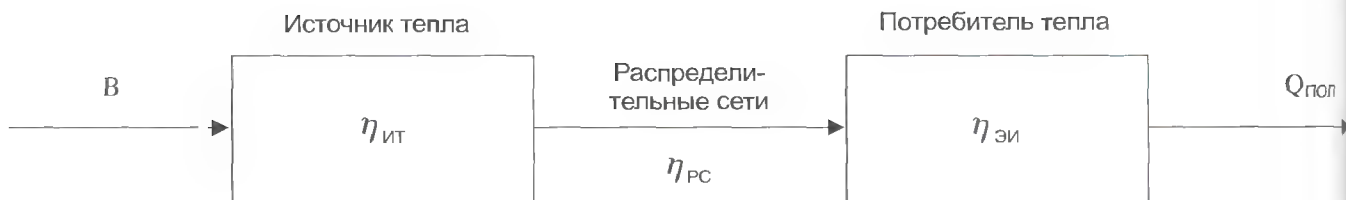


Рис. 1.6.1

Решение

При $Q_{\text{пол}} = 1$ Гкал/час

потребитель тепла потребляет, Гкал/ч:

$$Q_{\text{эн}} = \frac{Q_{\text{пол}}}{\eta_{\text{эн}}} = \frac{1}{0,6} = 1,67,$$

источник тепла вырабатывает, Гкал/ч:

$$Q_{\text{рс}} = \frac{Q_{\text{эн}}}{\eta_{\text{рс}}} = \frac{Q_{\text{пол}}}{\eta_{\text{эн}} \eta_{\text{рс}}} = \frac{1}{0,6 \cdot 0,8} = 2,08,$$

источник тепла потребляет, Гкал/ч:

$$Q_{\text{ит}} = \frac{Q_{\text{рс}}}{\eta_{\text{ит}}} = \frac{Q_{\text{пол}}}{\eta_{\text{эн}} \eta_{\text{рс}} \eta_{\text{ит}}} = \frac{1}{0,6 \cdot 0,8 \cdot 0,9} = 2,31.$$

Годовое потребление энергии источником тепла в условном топливе (B) составит, т у. т./год:

$$B = \frac{Q_{\text{ит}} \tau}{7} = \frac{2,31 \cdot 8000}{7} = 2645,5.$$

Увеличивая на 5 % только $\eta_{\text{эн}}$, получим новое значение годового потребления в условном топливе, т у. т./год:

$$B' = \frac{1}{0,65 \cdot 0,8 \cdot 0,9} \cdot \frac{8000}{7} = 2442,0.$$

Оставляя $\eta_{\text{ит}} = 0,9$, $\eta_{\text{эн}} = 0,6$, но увеличивая на 5 % $\eta_{\text{рс}}$, получим, т у. т./год:

$$B'' = \frac{1}{0,6 \cdot 0,85 \cdot 0,9} \cdot \frac{8000}{7} = 2489,9.$$

При увеличении на 5 % только $\eta_{\text{ит}}$ годовой расход топлива составит, т у. т./год:

$$B''' = \frac{1}{0,6 \cdot 0,85 \cdot 0,9} \cdot \frac{8000}{7} = 2506,3.$$

Таким образом, увеличение на 5 % $\eta_{\text{эн}}$ позволяет экономить 203,5 т у. т./год, $\eta_{\text{рс}}$ соответственно 155,6 т у. т./год, $\eta_{\text{ит}}$ соответственно 139,2 т у. т./год.

При снижении каждого из КПД на 5 % годовой расход условного топлива соответственно будет составлять 240,5 т у. т./год, 176,4 т у. т./год, 155,6 т у. т./год.

Пример 4

Условие

Подлежит ли потребитель ТЭР согласно Федеральному закону «Об энергосбережении» обязательным энергетическим обследованиям, если в течение года потребляет:

природного газа	$G_{\text{Г}} = 15 \cdot 10^5 \text{ нм}^3$ ($Q_{\text{Г}}^{\text{п}} = 8100 \text{ ккал/нм}^3$),
электроэнергии	$\mathcal{E} = 25 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$,
тепловой энергии	$Q = 7,5 \cdot 10^3 \text{ Гкал}$,
вторичных энергоресурсов (горючих) самого предприятия	$G_{\text{ВТ}} = 15 \cdot 10^3 \text{ т}$ ($Q_{\text{НВТ}}^{\text{п}} = 3500 \text{ ккал/кг}$)

Решение

Суммарное годовое потребление в условном топливе энергии составляет:

$$\begin{aligned} B_{\Sigma} &= G_{\text{Г}} \frac{Q_{\text{Г}}^{\text{п}}}{7000} + \mathcal{E} \cdot e_{\text{эл}} + Q \cdot e_{\text{ТТ}} + G_{\text{ВТ}} \frac{Q_{\text{НВТ}}^{\text{п}}}{7000} = \\ &= \frac{15 \cdot 10^5 \cdot 8100}{7000} + 25 \cdot 10^9 \cdot 0,123 + 7,5 \cdot 10^3 \cdot 143 + \\ &\quad + \frac{15 \cdot 10^3 \cdot 3500}{7000} > 6 \cdot 10^6, \text{ кг у. т./год.} \end{aligned}$$

Однако

$$B_{\Sigma} - G_{\text{ВТ}} \cdot \frac{Q_{\text{НВТ}}^{\text{п}}}{7000} < 6 \cdot 10^6, \text{ кг у. т./год.}$$

Примечание.

Ответ на поставленный вопрос отрицательный, поскольку, согласно Федеральному закону «Об энергосбережении», обязательным энергетическим обследованиям подлежат потребители ТЭР, потребляющие больше 6000 т у. т./год, однако без учета потребления собственных вторичных энергоресурсов.

7. ПОЛЕЗНЫЕ СОВЕТЫ

Ниже приводятся советы, опубликованные, как правило, управлениями Госэнергонадзора (Мособлэнергонадзор, Свердловскгосэнергонадзор, Санкт-Петербургский Госэнергонадзор и др.) и некоторыми энергоаудиторскими фирмами. Следует помнить, что приводимые цифры экономии энергоресурсов обозначены экспертами и в конкретных реальных условиях могут не соответствовать названным значениям.

Энергетические обследования (энергоаудит), проведенные опытными специалистами по эффективным методикам, позволяют выявить резервы экономии топливно-энергетических ресурсов, снизить затраты на энергоносители и дать значительную экономию средств потребителям и бюджету. Практический опыт реализации предложений энергоаудита позволяет экономить не менее 20 % от общего объема энергопотребления.

Для определения потенциала энергосбережения за счет утилизации пароконденсатной смеси необходимо знать давление, температуру, энтальпию и массовый расход смеси.

Ориентировочная экономия топлива для котла ДЕ-10-14ГМ в расчете на тонну пара в час установленной мощности (т у. т./год) при:

- увеличении на 1 % паропроизводительности котла при его недогрузке — 0,26;
- снижении паропроизводительности на 1 % при перегрузке котла — 0,52;
- установке контактного газового экономайзера при работе котла на природном газе — 44;
- снижении температуры уходящих дымовых газов на 1°C — 0,24;
- снижении избыточного воздуха за счет подсоса в газоходах на 0,1 от численного значения количества дымовых газов — 1,8;
- заборе дутьевого воздуха из верхней зоны котельной — 5,0;
- повышении давления пара на 0,1 МПа при работе его на давлении меньше номинального — 2,74;
- использовании теплоты продувочной воды на каждый процент непрерывной продувки котла — 1,37.

Перевод котельной с твердого топлива на жидкое или газообразное позволяет экономить на крупных котлоагрегатах 4–7 % от расходуемого топлива, на средних и мелких — 10–15 % от сжигаемого топлива.

Потери тепла с уходящими газами являются основными потерями.

Если котел имеет экономайзер, то температура уходящих газов может быть лишь на $30\div 50^{\circ}\text{C}$ выше температуры насыщенного пара.

В целях эффективного использования теплоты греющего пара, уменьшения пропусков «пролетного» пара и автоматического удаления конденсата необходимо использовать конденсатоотводчики. Неправильный выбор конденсатоотводчиков, а также их неудовлетворительная эксплуатация увеличивают потребление пара в водоподогревателях до 20 %.

Обеспечьте теплоиспользующие аппараты достаточным количеством конденсатоотводчиков. Применение закрытых систем сбора и возврата конденсата позволяет экономить до 15 % от общего потребления тепловой энергии.

Добивайтесь максимально возможного возврата конденсата в котел. Применение закрытых систем сбора и возврата конденсата позволяет экономить до 15 % от общего потребления тепловой энергии.

Удаляйте из систем пароснабжения неконденсирующиеся газы (воздух), что способствует улучшению теплопередачи.

При давлении пароконденсатной смеси более 0,3 МПа в утилизационных установках предусматривают сепаратор-расширитель, позволяющий получать пар с $P = 0,17\div 0,2$ МПа и конденсат с температурой $\approx 120^{\circ}\text{C}$.

При превышении давления пара из котла над необходимым по технологическим условиям у потребителей следует использовать пароструйный компрессор и сепаратор-расширитель.

Необходимо стремиться к строгому соответствию давлений пара в котле и у потребителя. Дросселирование давления пара на входе в парoisпользующий аппарат увеличивает общие энергозатраты.

Ограничивайте использование острого пара, т. к. при этом увеличиваются затраты на обработку подпиточной воды и потери тепла с продувочной водой.

Диаметры конденсатопроводов должны обеспечивать пропуск конденсата в конденсатный бак самотеком или под небольшим давлением, а также иметь запас на пропуск образующегося пара.

Конденсат, возвращаемый в конденсатный бак, должен распределяться по трубам на дне конденсатного бака, что сокращает потери с паром мгновенного вскипания.

Утилизацию энергии пароконденсатной смеси производить, как правило, путем нагрева химочищенной воды, нагрева воды на отопление и горячее водоснабжение, воздуха для воздушного отопления.

Энтальпию пароконденсатной смеси определяют с помощью калориметрического устройства.

Используйте экономически целесообразные скорости движения пара в трубах.

Проводите оценку экономически целесообразной толщины изоляции трубопроводов при изменении тарифов на топливо и электроэнергию.

Устраняйте утечки пара. Через отверстие в 1 мм² теряется в год до 25 Гкал теплоэнергии или 4000 кг условного топлива.

Изолируйте трубы, вентили, задвижки, муфты и т. п.

Помните, что отсутствие теплоизоляции на паропроводах при намокании изоляции приводит к тепловым потерям, в 3÷4 раза превышающим потери тепла оголенными трубопроводами.

Отсоединяйте неиспользуемые участки паропроводов.

Для надежного и бесперебойного обеспечения потребителей горячей водой на предприятии следует устанавливать баки-аккумуляторы горячей воды, вместимость которых должна на 20÷30 % превышать ее часовое максимальное потребление.

Водяное отопление позволяет легко регулировать температуру в отапливаемых помещениях, создавая в них благоприятный микроклимат.

В связи с тем, что на увеличение теплопроизводительности водоподогревателей значительное влияние оказывает средний температурный напор, предпочтительнее следует оказывать противоточной схеме организации движения теплоносителя и нагреваемой воды.

Для эффективной работы калориферов воздушного отопления следует периодически очищать теплопередающую поверхность (паром, сжатым воздухом и т. п.).

Коэффициент теплопередачи зависит от чистоты поверхностей теплообмена.

Для отопления производственных, административных и бытовых помещений следует применять водяное, а также воздушное отопление.

В помещениях с пониженной температурой воздуха, определяемой условиями производства, при малом количестве работающих следует применять автономное воздушное отопление с подачей воздуха только в рабочую зону.

При выборе системы отопления следует иметь в виду, что паровая система отопления характеризуется простотой устройства, а также малой металлоемкостью.

Перевод системы отопления зданий и сооружений с пара на горячую воду позволяет оптимизировать режимы теплопотребления и сократить на 20–30 % расход тепловой энергии.

Серьезным недостатком парового отопления является перерасход теплоты, достигающий 20 %, вследствие трудности регулирования температур, а также возникновения гидравлических ударов, создающих шум в отапливаемом помещении.

При паровом отоплении в качестве теплоносителя следует использовать пар с давлением до 0,15÷0,17 МПа.

При эксплуатации паровых систем отопления необходимо обеспечить полную конденсацию пара в нагревательных приборах, не допуская его пролета.

Необходимо осуществлять постоянный контроль за утеплением окон и дверей. Неплотности и отсутствие утепления приводят к увеличению расхода тепла на отопление до 60 %.

Установка теплоотражающей пленки (тепловое зеркало) в межрамное пространство окна позволит сэкономить до 10 % теплоэнергии на отопление здания.

Перевод системы отопления на дежурный режим в нерабочее время, праздничные и выходные дни позволит сэкономить 10–15 % по отношению к теплоснабжению здания.

Внедрение пофасадного регулирования системы отопления позволит сэкономить 2–3 % по отношению к теплоснабжению здания.

Снижение внутренней температуры в жилых зданиях в ночное время позволит сэкономить 2–3 % по отношению к теплоснабжению здания.

Удаление отложений (накипи) со стенок котлов и теплообменников позволит снизить расход тепла на 30 % и более.

Восстановление теплоизоляции на трубопроводах систем отопления и системы ГВС позволит снизить тепловые потери на 7–9 % от общего теплопотребления.

Применение регуляторов температуры в системах ГВС позволит сэкономить около 50 % тепловой энергии, а при установке регуляторов температуры теплоносителя в системе отопления предполагаемая экономия составит около 15 %.

Установка отражателя, представляющего собой теплоизоляционную прокладку с теплоотражающим слоем между отопительным прибором и стеной, позволит сэкономить 2–3 % от общего потребления.

Установка эффективной водоразборной арматуры позволит сэкономить до 15÷20 % горячей воды.

Установка конденсатоотводчиков увеличивает КПД паропользующего оборудования за счет уменьшения доли пролетного пара на 5–10 %.

Перевод системы с теплоносителя «пар» на теплоноситель «горячая вода» позволит сэкономить 20–30 % тепла.

Применение закрытых схем сбора и возврата конденсата экономит до 15 % тепловой энергии.

Наличие инфильтрации холодного воздуха в отапливаемых помещениях приводит к необходимости дополнительного расхода 10–15 ккал на каждый кубометр холодного воздуха.

Тепло вторичных энергоресурсов, в т. ч. непрерывной продувки котлов и выпара из деаэратора, можно использовать для нужд низкопотенциальных тепловых процессов: отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, получения холода.

Замена трубчатых теплообменников на пластинчатые и использование энергоэффективных отопительных приборов позволит сэкономить 5–10 % тепла.

Замена существующих светильников наружного освещения на энергоэкономичные. Экономия электроэнергии до 30 %.

Перевод системы наружного освещения на двух-программное управление. Внедрение систем телемеханического управления освещением. Экономия электроэнергии до 20 %.

Установка многотарифных приборов учета электрической энергии потребителей.

Модернизация осветительной системы помещений — от 20 до 30 %.

Замена ЛЛ (38 мм) на малогабаритные криптоновые (26 мм) — экономия порядка 8 % при том же уровне освещенности.

Замена ЛН на малогабаритные ЛЛ при сохранении нормируемых уровней освещенности позволит экономить от 20 до 80 % электроэнергии.

Применение рефлекторов на старой осветительной арматуре экономит ~ 50 % электроэнергии.

Применение регуляторов напряжения уменьшает потери электроэнергии на 20 %.

Переход к регулируемому приводу.

В системах водо- и теплоснабжения, системах вентиляции и воздуховодах применение регулируемого электропривода экономит энергоносители до 50 %. Установленный регулируемый привод на насосе подкачки экономит электроэнергию на 54 %; сокращает расход холодной питьевой воды на 34 %; снижает избыточный напор.

Установленный регулируемый привод на погружном насосе экономит электроэнергию до 42 %, снижает избыточное давление воды до 4,5 атм.

Отсутствие аварий магистралей и улучшение качества работы водяных фильтров за счет снижения избыточного давления.

Замена устаревшего газоиспользующего оборудования на современное высокоэффективное. Экономия газа — 10–20 %.

Автоматизация процессов сжигания природного газа с применением процессоров и контроллеров, в особенности для оборудования, работающего с переменной нагрузкой. Экономия газа — 5 %.

Замена устаревших узлов учета расхода газа на современные приборы отечественных и зарубежных производителей с применением электронных корректоров и вычислителей. Экономия газа — от 5 % за счет уточнения расчетов с поставщиком газа.

Своевременная наладка газоиспользующего оборудования не реже одного раза в три года с составлением режимных карт для работы во всем диапазоне нагрузок. Экономия газа — 3–5 %.

Контроль качества горения с помощью газоанализаторов (переносных и стационарных) для корректировки режимов горения в соответствии с режимной картой. Экономия газа — 3–5 %.

Установка утилизаторов тепла за газоиспользующими агрегатами, включая контактные водонагреватели. Экономия газа — 5–20 %.

Повышение возврата конденсата на 1 тонну в час позволит экономить в течение года до 140 т у. т.

Наладка водно-химического режима работы котлов с целью предотвращения загрязнения внутренних поверхностей нагрева. Экономия газа — 1–5 %.

Применение современных изоляционных материалов для обмуровки газоиспользующего оборудования. Экономия — 5–20 %.

Переход в ряде случаев на децентрализованное теплоснабжение со строительством автономных котельных (встроенных, пристроенных, крышных) с целью снижения потерь в сетях, в особенности там, где теплотрассы и сами теплоисточники устарели физически и имеют большой износ. Экономия газа — 10–20 %.

Применение нетрадиционных источников тепла (лучистый обогрев), в особенности для помещений с большой высотой потолков (хранилища, склады, сборочные и монтажные цеха, модули, спортивные сооружения и т. д.). Экономия газа — 5–15 %.

Подбор оборудования для котельных по единичной мощности котлов с учетом нагрузок в течение года, не допуская работу оборудования в зоне с низким КПД. Экономия газа до — 10 %, особенно в летнее время.

Внедрение телемеханики и компьютерной техники для контроля и управления работой как отдельных технологических газоиспользующих агрегатов, так и в целом участка, цеха и производства. Экономия газа — 5–10 %.

Замена газогорелочных устройств, не прошедших госиспытаний и не имеющих сертификатов, на современные высокоэффективные сертифицированные и с гарантированной экологической чистотой выбросов по СО и NOx. Экономия газа — 5–10 %.

Библиографический список к разделу 1

1. ГОСТ Р 51379-99. Энергосбережение. Энергетический паспорт промышленного потребителя топливно-энергетических ресурсов. Основные положения. Типовые формы. — М.: Госстандарт России, 2000.
2. Данилов Н. И., Щелоков Я. М. Энциклопедия энергосбережения. — Екатеринбург: Сократ, 2002. — 352 с., ил.
3. Жадан В. З. Теоретические основы кондиционирования воздуха при хранении сочного растительного сырья. — М.: Пищевая промышленность, 1972. — 226 с.
4. Литвак В. В., Силич В. А., Яворский М. И. Региональный вектор энергосбережения. Томск: Региональный центр управления энергосбережением, 1999, 149 с.
5. Методика проведения энергетических обследований предприятий и организаций / А. Афонин, И. Коваль, А. Сторожков, В. Шароухова // Методические материалы для энергоаудита / Под. ред. А. Г. Вакулко, О. Л. Данилова. — М.: МЭИ, 1999. — 144 с.
6. «Методические рекомендации по регулированию отношений между энергосберегающей организацией и потребителем» / Г. А. Гапоненко, под общей ред. Б. П. Варнавского. — М.: 2002 г.

7. Правила проведения энергетических обследований организаций. Утверждены Минтопэнерго России 25.03.1998. М.: СПО ОРГРЭС, 1998. — 32 с.
8. СНиП 2.04.05-91* «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха».
9. СНиП 23-01-99 «Строительная климатология».
10. СНиП 11-3-79 (изд. 1998 г.). «Строительная теплотехника».
11. Устойчивые институциональные механизмы эффективного использования энергоресурсов в учреждениях здравоохранения и образования Ростовской области / ЦЭНЭФ, 2002 г. — 299 с., илл.
12. Энергетическая стратегия России до 2020 г. Федеральная целевая программа. — М., 2001.
13. Энергосбережение в бюджетной сфере / Евпланов А. И., Горюнова И. Ю., Злобинский В. Я. — Екатеринбург: Свердловскэнергонадзор, 1999. — 126 с.
14. Энергоаудит и нормирование расходов энергоресурсов: Сб. методических материалов / Под ред. С. К. Сергеева; НГТУ, НИЦЭ. — Н. Новгород, 1998. — 260 с.
15. Энергоаудит. Сб. методических и научно-практических материалов / Под. ред. К. Г. Кожевникова А. Г. Вакулко. — Некоммерческое Партнерство «Энергоресурсосбережение». — М., 1999. — 224 с.
16. Энергосбережение / Батищев В.Е., Мартыненко Б.Г. Сысков С.Л., Щелоков Я.М. Екатеринбург: Энерго-Пресс, 1999. — 304 с.
17. Энергосбережение. Справочное пособие. / В. Е. Батищев, Б. Г. Мартыненко, С. Л. Сысков, Я. М. Щелоков. /изд. 2-е, испр. и доп. — Екатеринбург: Экс-Пресс, 2000. — 340 с.
18. Правила учета тепловой энергии и теплоносителя М.: МЭИ, 1995.
19. СНиП 2.10.02-84 «Здания и помещения для хранения и переработки сельскохозяйственной продукции».
20. Исакович Г. А., Слуцкий Ю. Б. Экономия топливно энергетических ресурсов в строительстве. — М.: Стройиздат, 1988. — 214 с. (Экономика топлива и электроэнергетики).

практи-
кова,
ерство
224 с.
ко Б.Г.,
нерго-

. Е. Ба-
Щело-
инбург:

сителя.

ия для
венной

ливно-
— М.:
лива и

Раздел 2



Электроснабжение и электропотребление

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ПРОЕКТОВ

ЗАО «Технопромстрой»

выполняет комплексные обследования теплоэнергетических хозяйств предприятий,
разрабатывает программы энергосбережения на текущий год и перспективный период,
осуществляет практическое внедрение высокоэффективных энергосберегающих технологий и
оборудования в соответствии с разрабатываемыми комплексными программами энергосбережения.



РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ
ПРОГРАММ И НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ



ЭКСПЕРТИЗА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТОВ
СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕКОНСТРУКЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ



ПОСТАВКА, МОНТАЖ И ПУСКО-НАЛАДКА
ИНЖЕНЕРНЫХ СИСТЕМ И ОБОРУДОВАНИЯ



ОБЩЕГРАЖДАНСКОЕ И ПРОМЫШЛЕННОЕ
СТРОИТЕЛЬСТВО



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ
В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

ЗАО «Технопромстрой» оказывает методическую и практическую помощь в разработке энергосберегающих проектов. Окупаемость внедряемых энергосберегающих проектов значительно превышает затраты на нерациональное использование предприятием энергетических ресурсов.

**Приглашаем все заинтересованные организации
и предприятия к сотрудничеству**

ЗАО «ТЕХНОПРОМСТРОЙ»

Адрес: 117418, г. Москва, ул. Новочеремушкинская, д. 58

Телефон/факс: (495) 727-35-20, 727-35-21, 411-56-41

E-mail: info@teps.ru

www: <http://\teps.ru>

ЗАО «ТЕХНОПРОМСТРОЙ»

1. ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

1.1. ЦЕЛЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ И ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ЕГО ПРОВЕДЕНИЯ

Целью проведения энергоаудита в системах электроснабжения и электропотребления является определение основных потребителей электроэнергии, их обследование для оценки фактического состояния, выявление мест потерь электроэнергии и разработка энергосберегающих мероприятий.

Энергетический аудит можно, как было указано в предыдущем разделе, разбить на три уровня:

- предварительный аудит, цель которого — оценить необходимость проведения энергетических обследований;
- энергоаудит первого уровня, имеющий целью определение потенциала энергосбережения, выявление участков нерационального и расточительного расхода электроэнергии и доказательство руководству предприятия целесообразности проведения углубленного энергетического обследования;
- энергоаудит второго уровня, имеющий целью углубленное энергетическое обследование и выдачу рекомендаций по внедрению энергосберегающих мероприятий.

В данном разделе рассматриваются вопросы, необходимые для проведения углубленного энергетического обследования.

1.2. СБОР ИНФОРМАЦИИ

Энергоаудитору для сокращения затрат времени желательно еще до начала обследования направить руководителю энергетического сектора предприятия опросные листы и формы для заполнения. Необходимо также составить и согласовать с заказчиком программу работ (в том числе и инструментальных обследований).

Углубленное обследование систем электроснабжения и электропотребления можно разбить на следующие этапы.

Первый этап — сбор информации. Этот этап энергоаудита является ознакомительным. Энергоаудитор

получает от предприятия заполненные сведениями опросные листы, знакомится с технической документацией: схемами электроснабжения, техническими паспортами на электрооборудование, регламентами на технологические процессы, собирает сведения по ежемесячному потреблению электроэнергии и выпуску продукции за последние 2–3 года, ежемесячный размер платы за потребленную электроэнергию и заявленную мощность, суточные замеры электронагрузки в «режимные дни» июня и декабря (желательно иметь такие сведения не только в целом по предприятию, но и по его отдельным подразделениям и наиболее крупным электроустановкам). На первом этапе также следует осмотреть основные подразделения, поговорить с работниками их энергетических служб и технологами, собрать как можно более полную информацию, необходимую в дальнейшей работе. Существенно облегчит эту работу наличие у предприятия системы АСКУЭ и учета потребления электроэнергии, списка электрооборудования, схем и др. в электронном виде.

1.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРВООЧЕРЕДНЫХ ОБЪЕКТОВ И НАПРАВЛЕНИЙ

На втором этапе следует определить основные направления использования электроэнергии, подразделения и отдельные наиболее мощные потребители электроэнергии.

Получив от предприятия заполненные формы отдельных подразделений, касающиеся установленных мощностей электрооборудования по направлениям их использования и зная годовое время работы электрооборудования каждого направления, находят наиболее мощных потребителей электроэнергии.

Среди основных потребителей следует определить, какие из них имеют наибольший разброс показателей удельных расходов электроэнергии. Именно эти потребители, как правило, и имеют основной потенциал энергосбережения. Для проведения такого анализа можно использовать данные по расходу электроэнергии и объему выпуска продукции за последние два-три года. Такие данные можно всегда получить на предприятии.

Анализ можно проводить как для отдельных крупных установок, так и для целых участков цеха и цеха в целом, если в последних выпускается однородная продукция. Сначала строится график $G = f(B)$: зависимости месячного расхода электроэнергии G (кВт · ч/мес.) от объема производства B (ед. изм./мес.). Наиболее легко и быстро работать на персональном компьютере в формате Excel, используя опцию построения линии тренда и приведения на графике уравнения аппроксимирующей кривой. Тип аппроксимирующей функции выбирается из меню, которое появляется, если щелкнуть правой клавишей мыши. Чаще всего это линейная функция:

$$G = aB + G_0, \quad (2.1.1)$$

где: G_0 — постоянная составляющая расхода электроэнергии, равная потерям холостого хода. Для аппроксимации также обычно хорошо подходит полином n -й степени.

Перед построением линии тренда надо убрать точки, не характерные для данного производства. Например, это точка 1 (см. рис. 2.1.1), обозначенная символом «*». Обычно такие точки соответствуют режимам пуска наладочных работ или длительным режимам холостого хода оборудования (например, когда электропечь была в режиме «горячего резерва»). Следует также убрать сезонное влияние расхода электроэнергии, вычтя потребление сезонного оборудования из общего расхода, фиксируемого счетчиком. Например, в цехе в холодное время года включаются вентиляторы паровых калориферов, служащих для отопления помещений. Электропотребление вентиляторов может фиксироваться теми же электросчетчиками, на которых фиксируется потребление основного оборудования.

Для среднего месячного объема производства $B_{\text{ср.}}$ по аппроксимирующей кривой находится значение среднего фактического расхода электроэнергии $G_{\text{ср.}}$. Затем через точку, соответствующую минимальному достигнутому удельному расходу электроэнергии, проводится линия (показана пунктиром), параллельная аппроксимирующей кривой. На этой линии находится ми-

нимальный достигнутый расход электроэнергии $G_{\text{ср.мин}}$ соответствующий $B_{\text{ср.}}$. Величина $\Delta G = G_{\text{ср.}} - G_{\text{ср.мин}}$ характеризует степень стабильности показателей удельного расхода электроэнергии. Чем больше ΔG , тем больше разброс в удельных расходах электроэнергии и тем больше вероятность нахождения для данного объекта энергосберегающего мероприятия. Часто такими мероприятиями являются внедрение системы АСКУЭ или просто организационные мероприятия по повышению дисциплины труда и (или) стимулирование обслуживающего персонала по экономии электроэнергии.

Проанализировав вышеописанным способом различные установки или участки производства, можно определить объекты, на которых имеет место наибольший разброс показателей удельного расхода электроэнергии. Выявить места малоэффективной работы электрооборудования можно также из сравнения фактических удельных расходов электроэнергии с нормативными удельными расходами. Если нормативных показателей нет, то сравнивают показатели, достигнутые на другом, более эффективно работающем предприятии.

1.4. ВИЗУАЛЬНЫЕ И ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ

На третьем этапе осуществляют визуальные и инструментальные обследования, проводят обследования наиболее мощных потребителей электроэнергии и тех потребителей, которые по данным анализа могут дать наибольшую экономию электроэнергии.

Инструментальные обследования играют большую роль в энергетических обследованиях систем электроснабжения и электропотребления. Предприятия, как правило, не имеют полный комплект измерительных приборов, что не позволяет получить некоторые данные, необходимые для анализа электропотребления. Некоторые специалисты считают, что необязательно записывать электрические параметры в длительных режимах, так как достаточно иметь записи показаний счетчиков (не только ежемесячный расход, но и суточные замеры почасовых расходов электроэнергии, сделанные в «режимные дни»). С этим трудно согласиться, так как только при использовании специальных приборов можно исследовать в длительных режимах параметры качества электроэнергии: напряжения, коэффициенты мощности, симметрию и синусоидальность напряжения по всем фазам, гармонический состав и др.

Измерительная аппаратура должна удовлетворять требованиям ГОСТ Р 8.563-96 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методика выполнения измерений».

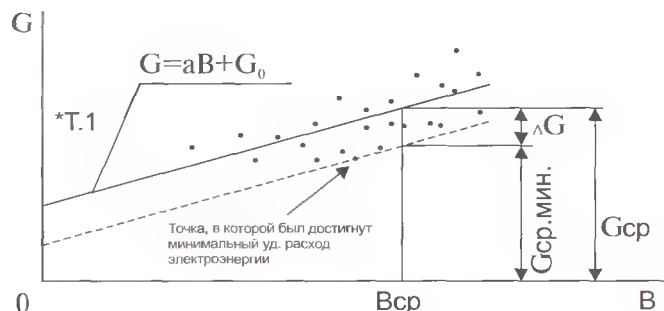


Рис. 2.1.1. График зависимости расхода энергоносителя от объема производства

Одним из самых удобных для энергоаудита анализаторов качества электроэнергии является в настоящее время прибор AR.5M. При использовании специальных токоизмерительных клещей, входящих в комплект прибора, можно измерять токи в каждой из трех фаз (0–2000 А), напряжения переменного тока 0–800 В, $\cos \varphi$, гармонический состав напряжений и токов фаз. Точность измерения — $\pm 0,5\%$. Погрешность измерения мощности — $\pm 1,0\%$. Прибор можно устанавливать в режим длительной регистрации параметров с питанием от однофазной сети 220 В. Показания, зарегистрированные прибором AR.5M, легко переписываются в память современных персональных компьютеров. Имеются программы, позволяющие по результатам измерений строить графики. При использовании AR.5M для анализа качества электроэнергии и режимов электропотребления предприятия прибор желательно устанавливать на вводах электропитания, подключаясь (без отключения и разрыва цепей) к цепям трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН) счетчиков электрической энергии или цепей релейной защиты. Для этих целей надо использовать небольшие токоизмерительные клещи на ток 5 А, прилагаемые к прибору. Очень часто при программировании прибора перед измерениями ошибочно устанавливают значение тока 5 А, которое соответствует параметрам токоизмерительных клещей. Это приводит к тому, что и графики токов, построенные компьютером, представляют значения токов от 0 до 5 А. При этом измерители не учитывают, что клещи включаются в цепи трансформаторов тока, которые на вторичной стороне также имеют диапазон токов от 0 до 5 А, в то время как реальные токи на первичной стороне могут достигать сотен и тысяч ампер. Задавать в прибор надо не 5 А, а значение

номинального тока на первичной стороне ТТ. Например, если включаемся 5-амперными клещами в цепь ТТ 1000/5А, то задавать значение первичного тока в прибор следует 1000 А. Все измерительные трансформаторы напряжения имеют вторичное напряжение 100 В. Напряжение первичной стороны, задаваемое при программировании прибора, равно номинальному напряжению в точке подключения ТН. Если схемы измерительных цепей или цепей релейной защиты отсутствуют, то значение задаваемого тока можно определить по коэффициенту пересчета счетчика $K_{\text{пер}}$, зная напряжение на стороне ВН. Значения коэффициентов пересчета счетчиков коммерческого учета электроэнергии всегда можно получить в отделе главного энергетика предприятия.

Пример.

Надо подключить прибор в цепь счетчика активной энергии, подключенного через ТТ и ТН на вводе в РУ с напряжением 10 кВ. Коэффициент пересчета счетчика равен $K_{\text{пер}} = K_{\text{ТТ}} \cdot K_{\text{ТН}} = 12\,000$. Коэффициент пересчета трансформатора напряжения легко найти, зная, что первичное напряжение 10 000 В, а вторичное напряжение любого ТН всегда равно 100 В. $K_{\text{ТН}} = 10\,000/100 = 100$. Значение $K_{\text{ТТ}} = K_{\text{пер}}/K_{\text{ТН}} = 12\,000/100 = 120$. Коэффициент трансформации ТТ равен отношению тока первичной цепи к току вторичной цепи: $K_{\text{ТТ}} = I_1/I_2 = 120$. Номинальный ток первичной цепи ТТ будет равен $I_1 = 120 \cdot 5 = 600$ А.

В табл. 2.1.1 приводится список некоторых производителей средств измерений, которые можно использовать для обследований электрических параметров и качества электроэнергии в цепях электроснабжения предприятия.

табл. 2.1.1.

Список производителей средств измерений количества и качества электрической энергии

№ п/п	Наименование фирмы	Страна	Сайт
1	Amprobe	Германия	Amprobe.de
2	Chauvin Arnoux	Франция	Chauvin-arnoux.fr
3	Elcontrol energy	Италия	Elcontrol-energy.it
4	Hioki	Япония	Hioki.co.jp
5	Infratek	Швейцария	Infratek-ag.com
6	Fluke	США	Fluke.com
7	Frankonia	Германия	Frankonia-emc.com
8	Unipower	Швеция	Unipower.se
9	Yokogawa	Япония	Yokogawa.co.jp
10	ООО «Парма»	Россия, С.-Петербург	Parma.spb.ru
11	ЗАО «НПФ «Энергосоюз»	Россия, С.-Петербург	Energosoyuz.spb.ru
12	ООО «Энергоконтроль»	Россия, Москва	Eris@Eris.com.ru
13	НПП «Энерготехника»	Россия, Пенза	Energotechnica.narod.ru
14	«Энергоаудит»	Россия, Москва	Energoaudit.ru

При обследованиях систем электроснабжения и электропотребления используются также бесконтактные инфракрасные термометры. С помощью инфракрасных термометров можно измерять температуры контактных соединений электрических проводников как на стороне НН, так и на стороне ВН. Если температура в контактных соединениях превышает допустимые пределы, то их следует отремонтировать (разобрать, зачистить и снова соединить). Плохие контакты приводят к дополнительным потерям электроэнергии и могут привести к аварии.

При обследовании электротермического оборудования много полезной информации о его техническом состоянии можно получить, используя тепловизионный сканер.

Обследование систем электроосвещения требует измерения освещенности. Для таких измерений используются люксметры. Необходимо проводить измерения не только при искусственном освещении, но и при естественном, отключая на короткое время осветительные приборы. Измерения естественной освещенности проводятся при солнечной и при пасмурной погоде.

1.5. ОБРАБОТКА И АНАЛИЗ СОБРАННОЙ И ПОЛУЧЕННОЙ ПРИ ВИЗУАЛЬНЫХ И ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ОБСЛЕДОВАНИЯХ ИНФОРМАЦИИ

На четвертом этапе производится обработка и анализ собранной и полученной при визуальных и инструментальных обследованиях информации. На основе анализа разрабатывается баланс электропотребления.

Баланс составляется как для отдельных крупных электроприемников, так и цехов и предприятия в целом.

Форма К энергетического паспорта «Баланс потребления электроэнергии предприятия» (см. Приложение П1-3) состоит из приходной и расходной части. В приходную часть в соответствии с ГОСТ Р 51379-99 включается электроэнергия, полученная от сторонних источников, и электроэнергия, выработанная на собственных источниках предприятия (например, ТЭЦ, автономными источниками и т. д.). Приходная часть баланса, по крайней мере от сторонних источников, всегда учитывается счетчиками электрической энергии, поэтому значение прихода вписывается в графу 2.

Расход, при наличии внутризаводского учета электроэнергии, вписывается в графу 2, при отсутствии — в графу 3. Например, если на предприятии имеется компрессорная, на которой установлен прибор учета электроэнергии, то по статье 5 «Компрессоры» заполняется графа 2, если такой учет отсутствует,

то берется расчетно-нормативное значение расхода и вносится в графу 3.

Расходная часть включает следующие статьи.

А. Производственный расход:

- технология, в том числе электропривод, электротермическое оборудование, сушилки и пр.;
- насосы;
- вентиляция;
- подъемно-транспортное оборудование;
- компрессоры;
- сварочное оборудование;
- холодильное оборудование;
- освещение;
- прочие, в том числе бытовая техника.

Б. Субабоненты.

В. Потери эксплуатационно-неизбежные:

- неизбежные;
- в сетях, суммарные;
- в трансформаторах.

Г. Нерациональные потери.

В расходы на технологию включают затраты электроэнергии на основной технологический процесс за минусом потерь в технологическом электрооборудовании, которые учитываются в статьях расхода «В» (неизбежные потери) и в статье «Г» (нерациональные потери). Нерациональные потери могут быть вызваны как несовершенством самого технологического процесса, так и плохим качеством сырья (загрязненность, неоднородность материала, высокая влажность и др.). Если к основному технологическому оборудованию относятся электроприемники, упомянутые в других статьях расходной части (пп. 2.2÷2.7), то электропотребление указанного оборудования заносится в технологический расход (п. 2.1), а не в те пункты, где они упомянуты. Например, электропотребление насосов, перекачивающих нефтепродукты в технологических линиях нефтеперерабатывающего завода, заносится в п. 2.1, а не в п. 2.2.

Приход энергии должен равняться расходу.

1.6. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ И ПРОГРАММЫ ПО СБЕРЕЖЕНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ. ОФОРМЛЕНИЕ ОТЧЕТА И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПАСПОРТА

Пятый этап — разработка мероприятий по экономии электроэнергии, оформление раздела отчета по электроснабжению и электропотреблению, а также (если это предусмотрено техническим заданием) соответствующих форм энергетического паспорта.

Составление программы по энергосбережению осуществляется на основе выявленных в ходе энергетических обследований устранимых потерь электроэнергии. Такие потери можно разделить на две группы.

1. Потери, связанные с неправильным выбором технологического процесса, технологического и другого оборудования.
2. Потери, вызванные неправильной эксплуатацией оборудования и инженерных сетей.

К первому типу потерь можно отнести:

- большие припуски у заготовок на механическую обработку, отсутствие оборудования для холодного штампования, точного литья и др.;
- работа технологического и электрического оборудования с недогрузкой, с повышенными потерями и пониженной производительностью;
- использование для поверхностной закалки валов электрических печей сопротивления, а не индукционных установок для поверхностной закалки;
- использование для регулирования производительности насосных установок дросселирования, а не ЧРП, при больших суточных изменениях расходов горячей или холодной воды;
- использование ламп накаливания там, где могут быть использованы более экономичные типы ламп.

Ко второму типу относятся следующие потери:

- утечки воды, сжатого воздуха, кислорода, технологических жидкостей и газов из-за плохого состояния трубопроводов, запорной аппаратуры и уплотнений;
- повышенные тепловые потери тепла из-за плохого состояния теплоизоляции электрических печей;
- сверхнормативные потери электроэнергии в электрических сетях и электрооборудовании (завышенная мощность силовых трансформаторов, электродвигателей);
- отсутствие устройств компенсации реактивной мощности или неправильная эксплуатация имеющихся устройств;
- неоправданно большое время холостого хода печей, электродвигателей;
- нерациональное использование осветительного оборудования, вентиляционного оборудования, их несвоевременное отключение;
- внеплановые простои оборудования;
- выбор нерационального режима работы оборудования, например, использование односменной работы мощных электропечей.

При разработке программы предприятия по энергосбережению все мероприятия должны быть разделены на беззатратные, низкзатратные, среднзатратные и высокзатратные.

При разработке мероприятий по энергосбережению производится анализ договора на энергоснабжение (по электроэнергии) и приложений к нему, хотя это и не относится к экономии электроэнергии. Но предприятие заинтересовано в сокращении финансовых расходов на оплату электроэнергии.

Договоры на энергоснабжение часто ущемляют права потребителей электроэнергии, причем с их добровольного внесения в договор тех пунктов, которые уже не являются обязательными. Например, добровольно указывают в договоре десятикратный размер оплаты за превышение (или недополучение) заявленных значений потребляемой электроэнергии и (или) мощности. Хотя по закону коэффициент увеличения оплаты должен рассчитываться по методике, утвержденной на федеральном уровне. Если такой методики нет, то эта оплата не должна превышать оплату по максимальным значениям тарифов, утвержденных для данного региона. Иногда в договорах еще встречаются пункты о плате предприятия за превышение установленных значений потребления реактивной мощности. И если предприятие добровольно согласилось внести в договор такой пункт, то оно и должно по нему платить.

Предприятие может рассчитываться с энергоснабжающей организацией по одному из трех возможных типов тарифа (одноставочному, двухставочному или зонному, дифференцированному по времени суток). Следует выяснить: почему предприятие выбрало тот или иной тип тарифа. Во многих случаях оказывается, что предприятие оплачивает электроэнергию по невыгодному ему тарифу и не знает о своих правах выбора другого типа тарифов.

Отчет по проведенным исследованиям системы электроснабжения и электропотребления составляется в виде пояснительной записки. Если заданием предусмотрен энергетический паспорт, то заполняются его формы, касающиеся систем электроснабжения. По электрической части заполняются формы приложений В (п. 2 «Потребление электроэнергии»), Г, Д, К и Ц. Эти формы приложения приводятся в конце данной книги (см. П1 ÷ П5). При заполнении форм паспорта следует руководствоваться требованиями ГОСТ Р 51379-99 «Энергетический паспорт промышленного потребителя топливно-энергетических ресурсов» [31]. Некоторые отрасли промышленности (например газпром) предъявляют свои требования к составлению энергетического паспорта. Об этом необходимо узнать заранее — на стадии заключения договора на энергетическое обследование.

2. СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ИЛИ ЖКХ

2.1. КАТЕГОРИИ НАДЕЖНОСТИ СНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ

Системы электроснабжения промышленных предприятий являются частью энергосистемы, обеспечивающей снабжение электроэнергией потребителей данного района. Согласно «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ) [21], потребителем электроэнергии является электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории. Электроприемником называется аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии.

С точки зрения бесперебойности электроснабжения по ПУЭ различают три категории электроприемников.

Первая категория — нарушение электроснабжения может повлечь за собой опасность для жизни людей или значительный ущерб, связанный с повреждением оборудования, массовым браком продукции или длительным расстройством сложного технологического процесса.

Вторая категория — перерыв в электроснабжении этих приемников связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов и промышленного транспорта (металлорежущих станков, штамповочных прессов, механизмов текстильных фабрик и т. д.).

Третья категория — все электроприемники, не подпадающие под первую и вторую категории (подсобные цехи, вспомогательные производства).

На каждом предприятии по первой категории снабжаются противопожарные насосы и аварийное освещение. На предприятиях обычно потребители первой категории составляют около 25, второй — 70 и третьей — 5 %.

Электроприемники первой категории при отключении источника питания должны быть обеспечены устройствами автоматического включения резерва (АВР). При этом они должны переключаться на другой, независимый источник питания, на котором сохраняется напряжение при исчезновении его на первом источнике. Например, переключаться на другую секцию сборных шин, если последняя питается от независимого источника и секции не связаны между собой. В ряде случаев, когда необходимо обеспечить

безаварийное производство, возникает необходимость выделить из первой категории особые электроприемники и иметь для них третий источник меньшей мощности. Это вызвано тем, что возможны отказы одной линии при ремонте другой, возможны и отказы самих АВР.

Электроприемники второй категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаиморезервируемых источников питания. Переключения могут производиться дежурным персоналом. Питание потребителей второй категории допускается производить от одного трансформатора при наличии централизованного резерва или по одной воздушной линии, если восстановление питания будет произведено за время не более одних суток.

Электроприемники третьей категории могут иметь один источник питания, но при условии, что перерыв в электроснабжении не превысит одних суток.

2.2. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О СХЕМАХ И ЭЛЕМЕНТАХ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Питание систем электроснабжения осуществляется через питающие пункты энергосистемы и собственные заводские электростанции (обычно ТЭЦ).

Системы электроснабжения состоят из питающих, распределительных подстанций и связывающих их электрических сетей.

По электропотреблению предприятия подразделяются на крупные с установленной мощностью электрооборудования — 75–100 МВт и выше, средние — 5–75 МВт и малые — менее 5 МВт.

Схема электроснабжения должна быть надежна, экономична и безопасна в эксплуатации. Она должна обеспечивать необходимое качество электроэнергии в нормальном и послеаварийном режимах.

Одним из основных элементов электроснабжения промышленного предприятия является подстанция.

Подстанция предназначена для преобразования и распределения электроэнергии и состоит из трансформаторов и других преобразователей энергии, распределительных устройств и устройств управления. В зависимости от преобладания той или иной функции подстанции называют трансформаторными или преобразовательными.

Распределительные устройства (РУ) предназначены для приема распределения электроэнергии на одном напряжении. Они содержат коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (аккумуляторные, компрессорные и др.), а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы.

Распределительный пункт (РП) это РУ с аппаратурой для управления его работой, не входящее в состав подстанции.

Подстанции и РУ могут быть открытые, закрытые и комплектные.

Комплектные распределительные устройства (КРУ) состоят из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты или автоматики, поставляются в собранном или полностью подготовленном для сборки виде.

Комплектная трансформаторная подстанция (КТП) состоит из трансформаторов и блоков КРУ, поставляемых в собранном или полностью подготовленном для сборки виде. Как КТП, так и КРУ бывают внутренней или наружной установки. Подстанции и РУ внутренней установки могут быть пристроенными (примыкающими к основному зданию), встроенными и внутрицеховыми.

Подстанции подразделяются на:

- узловые распределительные (УРП) напряжением 110–500 кВ;
- главные понизительные (ГПП) напряжением 110–220/6–10–35 кВ;
- подстанции глубоких вводов (ПГВ) напряжением 35–330/6–10 кВ;
- цеховые трансформаторные подстанции (ТП) напряжением 6–10/0,38–0,66 кВ.

Узловые распределительные подстанции получают энергию от энергосистемы и распределяют ее по тер-

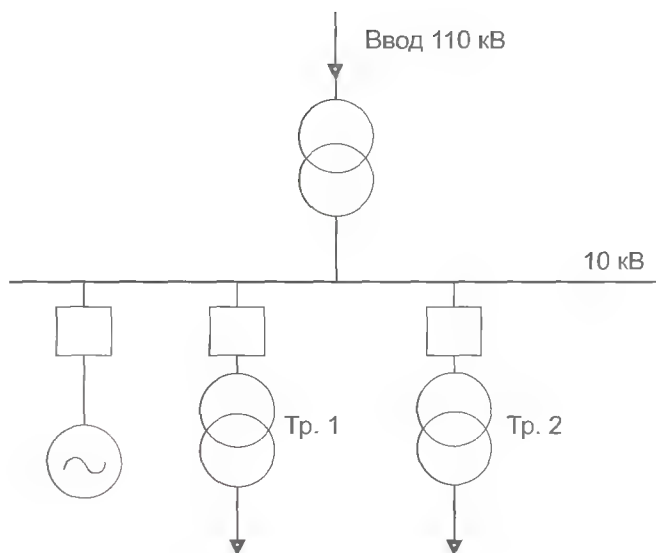


Рис. 2.2.1. Одиночная несекционированная система сборных шин

ритории предприятия. На УРП электроэнергия может не трансформироваться. Крупные энергоемкие предприятия получают электроэнергию от УРП по линиям глубоких вводов напряжением 110–330 кВ.

Глубоким вводом называется система электропитания с максимально возможным приближением высокого напряжения к потребителям электрической энергии.

Схемы электропитания

На подстанциях промышленных предприятий могут применяться следующие схемы соединений.

Одиночная несекционированная система сборных шин (см. рис. 2.2.1) применяется для цеховых

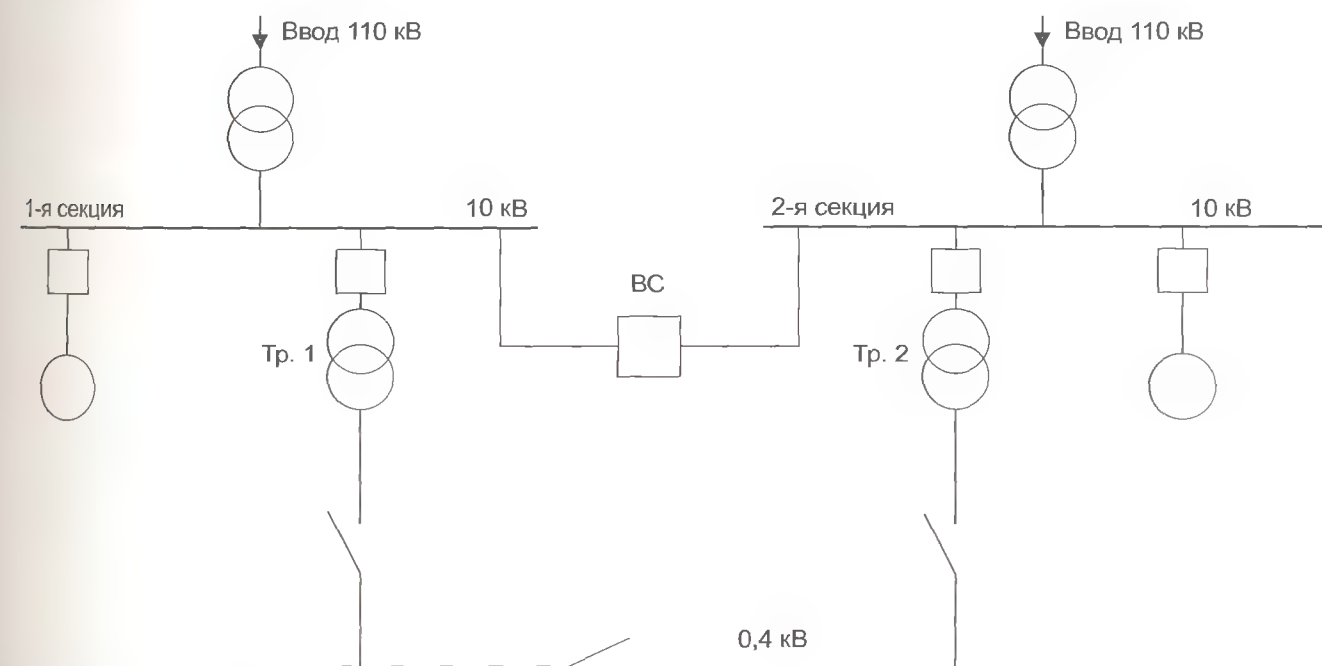


Рис. 2.2.2. Одиночная секционированная система сборных шин

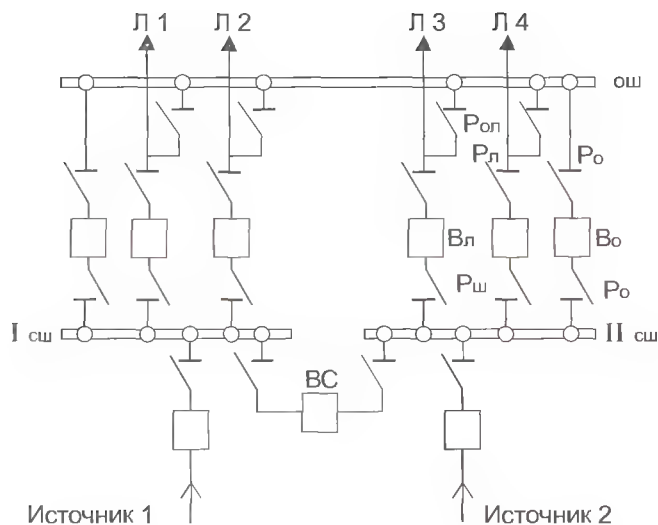


Рис. 2.2.3. Обходная система сборных шин

подстанций неответственных маломощных потребителей. Схема экономична, однако при аварии на шинах и ревизиях сборных шин и шинных разъединителей полностью прекращается электропитание всех потребителей.

Одиночная секционированная система сборных шин (см. рис. 2.2.2) обладает большей гибкостью и обеспечивает полную бесперебойность наиболее ответственных потребителей, если последние подключены к разным секциям и есть резерв по мощности.

Схема с обходной системой сборных шин (см. рис. 2.2.3) [23] позволяет использовать всего один выключатель В_о на все линии, отходящие от обходной секции. Схема обеспечивает высокую надежность. В нормальном режиме электропотребители питаются от 1-й и 2-й секций, в других режимах они отключаются от своей секции и получают питание от обходной шины. При большом числе секций и отходящих линий схема становится громоздкой, поэтому ее применяют при числе отходящих линий не более шести.

Двойная система сборных шин (см. рис. 2.2.4) [23] применяется на крупных преобразовательных подстанциях с большим числом отходящих линий. Для большей гибкости одна из систем сборных шин (рабочая) может выполняться секционированной. Шины связаны между собой шиносоединительным выключателем (ШСВ). Схема требует сложных блокировок от неправильных коммутаций.

Все рассмотренные схемы имеют общий узел сборных шин, повреждение которого ведет к отключению подсоединенных к ним потребителей. Повышение надежности можно достичь, соединив в кольцо секционными выключателями все сборные шины, применив кольцевые схемы.

В последние годы на подстанциях с малым числом потребителей стали применяться мостовые и блочные схемы без сборных шин. В мостовых схемах (см. рис. 2.2.5) один из трансформаторов при малых нагрузках

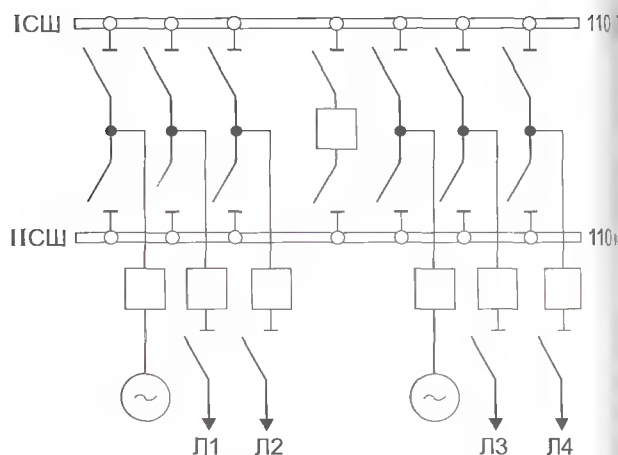


Рис. 2.2.4. Двойная система сборных шин

может быть отключен. Блочной схемой (см. рис. 2.2.6) [23] называется простейшая схема без сборных шин.

Между подстанциями передача электроэнергии может производиться по магистральным (см. рис. 2.2.7, а) и радиальным (см. рис. 2.2.7, б) схемам. В радиальной схеме каждая линия питает одиночную нагрузку. Магистральная линия состоит из одиночных линий, каждая из которых питает по несколько нагрузок. Магистральные линии дешевле радиальных, однако в случае повреждения одного из трансформаторов или ответвлений на линии отключаются все потребители этой линии. Радиальные схемы обеспечивают надежное

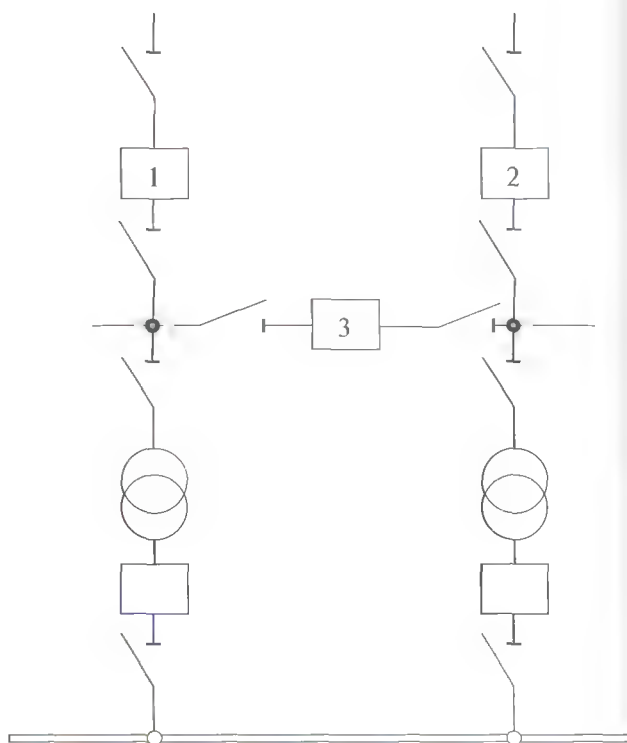


Рис. 2.2.5. Схема типа «Мостик»

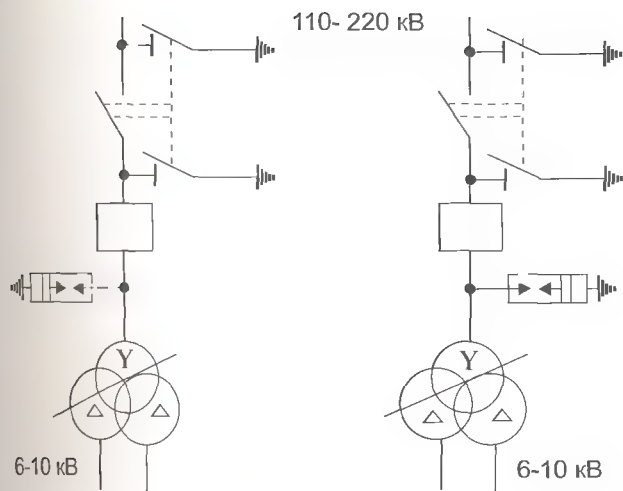


Рис. 2.2.6. Блочная система подстанции

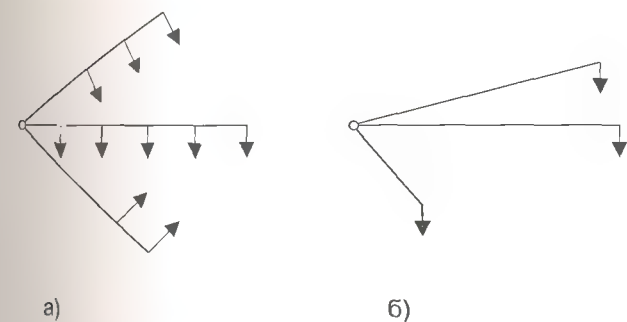


Рис. 2.2.7. Магистральная (а) и радиальная (б) схемы передачи

ность любой категории электроснабжения. Применяются также смешанные схемы, когда имеется много разнообразных нагрузок.

Магистральные схемы нашли широкое применение в цехах для питания большого количества мало-

мощных потребителей, равномерно расположенных по цеху, например, металлообрабатывающих станков. Магистральная распределительная сеть цеха обычно выполняется в виде шинопровода с ответвительными коробками.

Радиальная распределительная сеть требует большего числа оборудования, она менее удобна и применяется в основном в цехах со взрывоопасной или химически активной средой. При радиальной схеме на цеховых подстанциях имеются распределительные устройства или распределительные щиты, которые питают распределительные пункты или отдельные электроприемники большой мощности. В распределительных щитах имеется защита отходящих линий в виде автоматических выключателей или предохранителей. Для большей безопасности работы устанавливаются рубильники.

Системы электроснабжения

При проведении энергетических обследований необходимо делать анализ системы электроснабжения. Иногда на предприятии был изначально сделан неправильный выбор напряжений питающей и распределительных сетей, например (см. рис. 2.2.8), на предприятии используются мощные синхронные электродвигатели на 6 кВ, в то время как распределительные сети выполнены на 10 кВ. Вследствие этого были использованы дополнительные понижающие трансформаторы 10/6 кВ. Как известно, при трансформации, в зависимости от нагрузки, теряется до 7 % всей проходящей через трансформатор энергии.

Было бы правильным выбрать синхронные электродвигатели на напряжение 10 кВ, что позволило бы убрать трансформаторы № 3 и № 4.

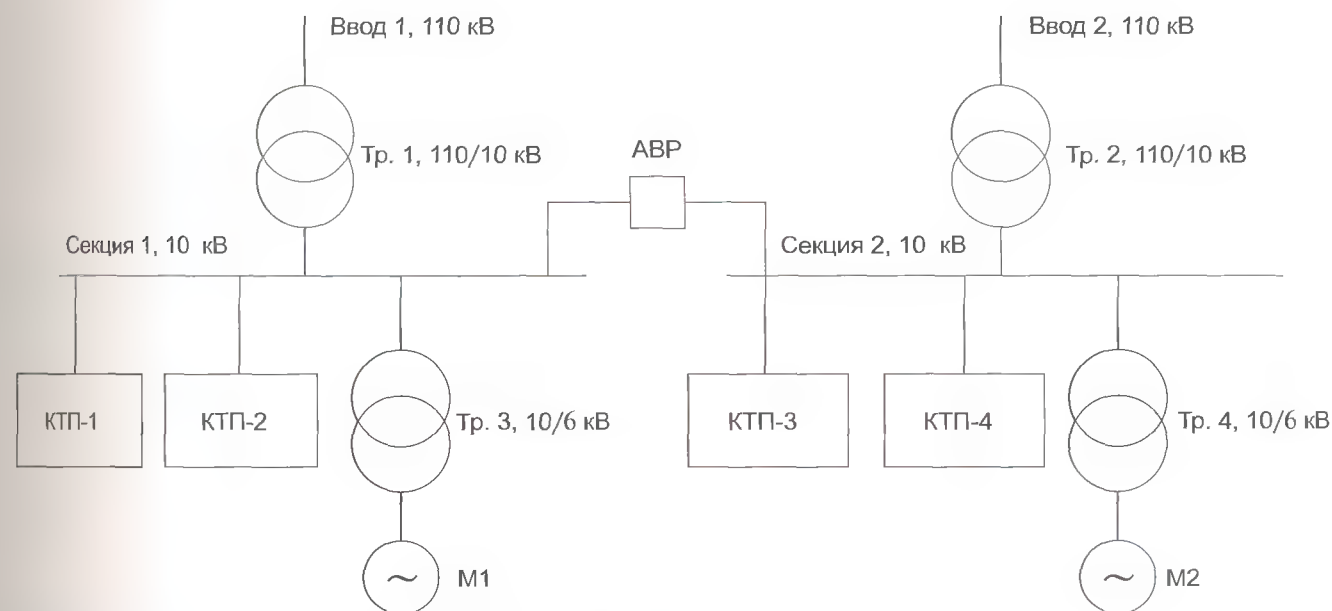


Рис. 2.2.8. Пример нерационального выбора напряжения питания

2.3. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ И НАДЕЖНОСТЬ РАБОТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Напряжение. Отклонение напряжения от номинального существенно влияет на работу электроприемников. При снижении напряжения снижается крутящий момент электродвигателей, что приводит к их перегреву, вследствие чего происходит ускоренный износ их электроизоляции. Снижение напряжения питания электрических печей сопротивления может существенно замедлять технологический процесс или даже делать невозможным его проведение. Снижение напряжения ухудшает качество сварки и снижает производительность сварочных работ. Осветительные приборы при снижении напряжения на 10 % снижают освещенность: лампы накаливания — на 27 %, люминесцентные лампы — на 12,5 %. При снижении напряжения на 20 % и более зажигание газоразрядных ламп становится невозможным. Если напряжение питания ламп накаливания повышается на 5 %, срок их службы снижается вдвое. Наряду с уменьшением срока службы осветительных приборов увеличение напряжения сверх его номинального значения приводит к нерациональному расходу электроэнергии, как это видно из табл. 2.2.1 и табл. 2.2.2 [30].

Таблица 2.2.1.

Зависимость относительного срока службы ламп от перенапряжения

Лампы	Перенапряжение $U/U_{ном}$, %						
	0	1	2	3	5	7	10
	Относительный срок службы, %						
Накаливания	100	87,1	75,8	66,2	50,5	38,7	7,8
Газоразрядные	100	95,0	93,0	90,0	85,0	80,0	73,0

Таблица 2.2.2.

Зависимость увеличения потребляемой электроэнергии от перенапряжения

Увеличение потребляемой мощности $P/P_{ном}$, % для ламп	Перенапряжение $U/U_{ном}$, %						
	0	1	2	3	5	7	10
Накаливания	0	1,6	3,2	4,7	8,1	11,5	16,4
Люминесцентных	0	2,0	4,0	6,0	10,0	14,0	20,0
Ртутных	0	2,2	5,0	7,0	12,0	18,0	24,0

Отклонение напряжения от номинального значения в ту или иную сторону приводит к выходу оборудования из строя. Причем для электродвигателей снижение напряжения даже более опасно, чем его повышение. Снижение напряжения питания на 1 % приводит к увеличению потерь в асинхронных двигателях на 0,1 % (при 380 В) и на 0,5 % у двигателей с номинальным напряжением 6–10 кВ. При снижении напряжения более чем на 5 % от номинального работа электродвигателя допустима лишь тогда, когда его нагрузка меньше номинальной. В противном случае возможен перегрев обмотки двигателя и ее преждевременный износ. При снижении напряжения на 10 % срок службы двигателя снижается более чем в два раза. Увеличение напряжения питания асинхронного двигателя на 1 % приводит к увеличению потребляемой реактивной мощности на 3 %. Снижается коэффициент мощности, возрастает полный электрический ток и, соответственно, растут активные потери.

Согласно ГОСТ 13109-97 [6], нормально допустимые и предельно допустимые значения установленного отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии равны соответственно ± 5 и ± 10 % от номинального напряжения электрической сети по ГОСТ 721 и ГОСТ 211128. Эти отклонения в точках подсоединения потребителей электроэнергии должны быть установлены в договорах на электроснабжение с учетом выполнения норм стандарта. Для того чтобы уменьшить отклонения напряжения до допустимых значений, используются средства, указанные в п. 2.4.1.

Колебания напряжения. При колебаниях напряжения асинхронные двигатели изменяют скорость вращения, нагревательные элементы печей существенно изменяют свою температуру и т. д. Все это приводит к нарушению технологических процессов и браку продукции, выходу из строя оборудования. Толковые колебания напряжения вызывают потери энергии в сетях на 60–70 % больше, чем равные им по мощности толковые нагрузки [31]. Колебания напряжения сказываются на работе осветительных приборов, что является причиной снижения производительности труда и быстрой утомляемости глаз. Нарушается нормальная работа радио- и телевизионного оборудования. Оценить последствия колебаний напряжения в денежном отношении достаточно трудно.

Причиной колебания напряжения являются электроприемники, у которых резко меняется нагрузка, например, при зажигании дуг у дуговых печей и сварочных агрегатов, при частых пусках электродвигателей (лифты, электропоезда метро) и др. Для снижения влияния резко переменных нагрузок на напряжение сети применяют следующие меры:

- ограничивают пусковые токи мощных двигателей;
- применяют устройства продольно-емкостной компенсации;

Значения коэффициента искажения
синусоидальности напряжения

Значения коэффициента искажения несинусоидальности кривой напряжения, %							
нормально допускаемые				предельно допускаемые			
номинальное напряжение сети, кВ				номинальное напряжение сети, кВ			
0,38	6–20	35	110–330	0,38	6–20	35	110–330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

выделяют электропитание крупных электроприемников с резко переменной нагрузкой на самостоятельные линии, идущие непосредственно от источника питания (ТЭЦ, ГПП и т. д.). Например, дуговые печи питают от своей трансформаторной подстанции;

потребителей, чувствительных к колебаниям напряжения, например, осветительные приборы, персональные компьютеры и др. питают от отдельных трансформаторов или выделяют на отдельные линии;

применяют автоматическое регулирование тока возбуждения мощных синхронных электродвигателей, работающих в режиме перевозбуждения;

используют устройства плавного пуска асинхронных и синхронных двигателей.

Несинусоидальность напряжения. Электроприемники с нелинейными характеристиками, например, тиристорные преобразователи, дуговые печи, электросварочное оборудование и т. д. являются источником высших гармоник. Люминесцентные и ртутные лампы, широко применяемые в промышленности, также являются источником высших гармоник.

В последнее время многие организации, которые внедряли электроприводы с питанием от ЧРП, не принимая при этом мер по борьбе с ухудшением качества электроэнергии (например, с помощью фильтров высших гармоник, см. п. 2.4.3), столкнулись с проблемами преждевременного выхода из строя электрооборудования, сбоям в работе электронного оборудования и др.

Высшие гармоники вызывают дополнительные потери в электрических машинах, трансформаторах и электрических сетях. Существенно сокращается срок службы электроизоляции двигателей, конденсаторов, кабелей. Могут возникать резонансные явления в батареях конденсаторов, что приводит к увеличению их потерь, повышению температуры, ускорению процесса старения изоляции и к выходу их из строя. Высшие гармоники влияют на работу персональных компьютеров, систем автоматики и телемеханики, что часто приводит к сбоям в их работе.

Несинусоидальность напряжения согласно ГОСТ 13109-97 характеризуется показателями «коэффициент искажения синусоидальности напряжения» и «коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения».

Нормально допустимые и предельно допустимые значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения приведены в табл. 2.2.3.

Нормально допустимые значения коэффициента n -й гармонической составляющей фазного или межфазного напряжения в точках присоединения к электрическим сетям с номинальным напряжением $U_{\text{ном}}$ приведены в табл. 2.2.4.

Несимметрия фазных напряжений возникает, когда к одной из фаз подключается мощный однофазный

электроприемник (например индукционная тигельная печь). Кроме того, несимметрия наблюдается при неравномерном распределении нагрузки по фазам и при аварийных режимах (обрыв нагрузки или несимметричное короткое замыкание).

При несимметрии напряжений в 2 % у электрооборудования сокращается срок службы [31]:

у трансформаторов на 3,9 %;

у синхронных двигателей на 16,2 %;

у асинхронных двигателей на 10,8 %;

у батарей конденсаторов на 20–25 %.

При несимметрии напряжения в асинхронных двигателях появляются напряжения обратной последовательности, что вызывает противодействующий вращающий момент, пропорциональный квадрату коэффициента несимметрии напряжения. Ток обратной последовательности приводит к дополнительному нагреву ротора и статора, к снижению срока службы оборудования из-за старения изоляции. При несимметрии напряжения в 4 % срок службы полностью загруженных асинхронных электродвигателей снижается в два раза. При 5 % несимметрии мощность двигателей снижается на 5–10 %.

Кроме того, при несимметрии напряжений снижается мощность многофазных выпрямителей, конденсаторных батарей и т. д. Это связано с тем, что допустимая мощность определяется наиболее загруженной фазой. При несимметрии напряжений в 2 % снижение мощности составляет [31]:

■ 2,4 % — у асинхронных двигателей с $U_{\text{ном}} = 6–10$ кВ и мощностью выше 100 кВт;

■ 1–4 % — у трансформаторов связи с энергосистемой и у цеховых трансформаторов (наибольшее значение относится к трансформаторам связи);

■ 4,2 % — у синхронных двигателей мощностью более 100 кВт.

При несимметрии напряжений в 2 % потери электроэнергии увеличиваются на 1–4 %. Для снижения несимметрии фазных напряжений используются симметрирующие устройства, описанные в п. 2.4.3.

Частота. При изменении частоты пропорционально изменяется мощность металлорежущих станков,

Коэффициенты n -ой гармонической составляющей напряженияКоэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения, %

Нечетные гармоники, не кратные 3					Нечетные гармоники, кратные 3*					Четные гармоники				
номинальное напряжение сети $U_{\text{ном}}$ кВ					номинальное напряжение сети $U_{\text{ном}}$ кВ					номинальное напряжение сети $U_{\text{ном}}$ кВ				
n	0,38	6-20	35	110	n	0,38	6-20	35	110	n	0,38	6-20	35	110
5	6,0	4,0	3,0	1,5	3	5,0	3,0	3,0	1,5	2	2,0	1,5	1,0	0,5
7	5,0	3,0	2,5	1,0	9	1,5	1,0	1,0	0,4	4	1,0	0,7	0,5	0,3
11	3,5	2,0	2,0	1,0	15	0,3	0,3	0,3	0,2	6	0,5	0,3	0,3	0,2
13	3,0	2,0	1,5	0,7	21	0,2	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,3	0,3	0,2
17	2,0	1,5	1,0	0,5	>21	0,2	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,3	0,3	0,2
19	1,5	1,0	1,0	0,4						12	0,2	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1,0	1,0	0,4						>12	0,2	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1,0	1,0	0,4										
>25	$0,2+1,3 \times 25/n$	$0,2+0,8 \times 25/n$	$0,2+0,6 \times 25/n$	$0,2+0,2 \times 25/n$										

* Нормально допускаемые значения, приведенные для n , равных 3 и 9, относятся к однофазным электрическим сетям. В трехфазных трехпроводных электрических сетях эти значения принимают вдвое меньшими установленных в табл. 2.2.4.

асинхронного электропривода различных механизмов и др. Пропорционально третьей степени частоты изменяется мощность вентиляторов, центробежных насосов и т. д.

Снижение частоты часто приводит к снижению производительности, а иногда и качества выпускаемой продукции.

Коэффициент мощности ($\cos \varphi$). Значения $\cos \varphi$ влияют на величину потерь активной мощности в электрических сетях и электрооборудовании. Оптимальное значение $\cos \varphi$, соответствующее минимуму потерь активной мощности, равно единице. Любое отклонение $\cos \varphi$ от единицы, как в минус, так и в плюс, неизбежно приводит к увеличению активных потерь. Связано это с тем, что возрастает вектор полного тока, который равен сумме активной и реактивной составляющих тока. Полный ток, протекая через электрические сети и электрооборудование, вызывает потери активной энергии, которая выделяется в виде тепла. Минимальное значение полного тока, равное его активной составляющей, будет при $\cos \varphi = 1$.

В настоящее время прирост потребления реактивной энергии, который приводит к снижению $\cos \varphi$, превышает прирост потребления активной энергии. Это связано с тем, что бурно развивается использование частотных преобразователей, систем освещения и рекламы, компьютерной техники и т. д.

К основным потребителям реактивной энергии относятся асинхронные электродвигатели (они потребляют около 65 % от всей реактивной мощности), силовые трансформаторы (до 20 %), индукционные печи и установки и др.

Значение потребляемой реактивной мощности будет тем выше, чем больше отличие коэффициента мощности ($\cos \varphi$) от единицы. Повышая $\cos \varphi$, снижаем значение реактивной мощности. Коэффициент мощности можно повышать либо путем изменения естественного значения $\cos \varphi$, либо путем компенсации реактивной мощности.

Повышение естественного значения $\cos \varphi$ можно достичь:

- отключением одного из параллельно работающих недогруженных трансформаторов;
- приведением в соответствие положение анцапф трансформатора со стороны питания напряжению питающей сети. При установке анцапф на меньшее напряжение $\cos \varphi$ снижается;
- заменой недогруженных асинхронных двигателей на двигатели меньшей мощности;
- переключением с треугольника на звезду при нагрузке асинхронного двигателя менее 35–40 %;
- установкой ограничителей холостого хода двигателей при частых режимах х.х. и их длительностью более 10 секунд;

улучшением качества ремонта электродвигателей (обточка ротора недопустима, т. к. увеличение зазора снижает коэффициент мощности);

заменой асинхронных двигателей синхронными (там, где это возможно).

Повышение $\cos \varphi$ компенсацией реактивной мощности.

Компенсация реактивной мощности позволяет:

• снизить потери активной энергии в сетях и трансформаторах;

• снизить нагрузки в кабельных линиях, так как снижаются полные токи (за счет снижения реактивной составляющей тока). Тем самым появляется возможность подключить дополнительно полезную нагрузку;

• избежать глубокой просадки напряжения у отдаленных электропотребителей;

• облегчить пуск двигателя (при местной компенсации);

• максимально использовать мощность автономных источников питания.

Компенсаторы реактивной мощности описаны в п. 2.4.3.

2.4. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, ПРИМЕНЯЕМОГО В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В данном разделе рассматривается только такое электрооборудование систем электроснабжения, которое представляет интерес для энергоаудитора: внутренние электросети, силовые трансформаторы, автономные источники электропитания и устройства для улучшения качества электрической энергии.

2.4.1. Кабели, воздушные линии электропередачи, шинопроводы

Потери энергии в линиях электропередачи

Основная доля потерь активной мощности в линиях электропередачи приходится на сети напряжением до 10 кВ, несмотря на то что на эти сети приходится большая часть расхода цветных металлов. Из табл. 2.2.5 [8] видно, что основные мероприятия по экономии электроэнергии нужно искать в сетях 0,22–10 кВ.

Потери активной мощности $\Delta P_{\text{л}}$ в кабельных линиях можно найти по формуле:

$$\Delta P_{\text{л}} = 3 I_{\text{л}}^2 R_{\text{л}}, \quad (2.2.1)$$

Потери активной мощности и расход цветных металлов в электросетях

Напряжение сетей, кВ	Потери активной мощности, % потребляемой	Расход цветного металла, %
110	25	14
35	10	6
0,22–10	65	80
Всего	100	100

где: $I_{\text{л}}$ — ток в линии; $R_{\text{л}}$ — сопротивление одной фазы линии.

Ток в линии и ее сопротивление можно определить из выражений:

$$I_{\text{л}} = \frac{P_{\text{л}}}{\sqrt{3} U_{\text{л.ном}} \cos \varphi}; \quad (2.2.2)$$

$$R_{\text{л}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{л}}}{S_{\text{л}}}, \quad (2.2.3)$$

где: $P_{\text{л}}$ — мощность нагрузки, кВт; $U_{\text{л.ном}}$ — номинальное линейное напряжение сети, кВ; ρ — удельное электрическое сопротивление материала жилы кабеля, Ом · м/мм², для медных жил $\rho = 0,0175 \div 0,018$; для алюминиевых — $0,026 \div 0,029$ и для стальных — $0,01 \div 0,14$; $l_{\text{л}}$ — длина линии, м; $S_{\text{л}}$ — сечение линии, мм².

Подставив (2.2.2) и (2.2.3) в (2.2.1), получим:

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{л}} \cdot P_{\text{л}}^2}{S_{\text{л}} \cdot U_{\text{л.ном}}^2 \cdot \cos^2 \varphi}. \quad (2.2.4)$$

Из последней формулы видно, что потери в кабельных линиях можно уменьшить, увеличивая сечение кабелей, напряжение сети, коэффициент мощности и уменьшая длину линий. Особенно сильно влияет на потери, при прочих равных условиях, увеличение напряжения. Например, при переходе с напряжения 6 кВ на 10 кВ потери активной мощности в линиях уменьшатся в $10^2/6^2 = 2,77$ раза.

Для расчета $R_{\text{л}}$ для кабелей с алюминиевыми жилами можно воспользоваться табл. 2.2.6.

Допустимые токи для кабелей с алюминиевыми и медными жилами приведены в табл. 2.2.7 [28].

Экономия электроэнергии при переводе сети на более высокое напряжение можно рассчитать по формуле [8]:

$$\Delta \mathcal{E} = 0,003 \cdot \rho \cdot l_{\text{с}} \cdot t_{\text{р}} \cdot \left[\frac{I_1^2}{S_1} - \frac{I_2^2}{S_2} \right], \quad (2.2.5)$$

Таблица 2.2.6.

Значения активных сопротивлений для кабелей с медными и алюминиевыми жилами

Сечение жилы, мм ²	Активное сопротивление, (Ом/км)	
	Медные жилы	Алюминиевые жилы
10	1,84	3,16
16	1,2	1,98
25	0,74	1,28
35	0,54	0,92
50	0,39	0,64
70	0,28	0,46
95	0,2	0,34
120	0,158	0,27
150	0,123	0,21
185	0,103	0,17
240	0,078	0,132

где: l_c — длина участка сети, на котором производится повышение номинального напряжения, м; I_1 и I_2 — средние значения токов в каждом проводе сети до и после повышения напряжения, А; s_1 и s_2 — сечение проводов до и после повышения напряжения (если провода не меняли, то $s_1 = s_2$); t_p — расчетный период времени, ч.

Экономия электроэнергии при реконструкции сети без изменения напряжения можно рассчитать по формуле [21]:

$$\Delta \mathcal{E} = 0,003 I^2 \left\{ \frac{\rho_1 l_1}{s_1} - \frac{\rho_2 l_2}{s_2} \right\} t_p, \quad (2.2)$$

где: I — среднеквадратичное значение фазного тока; l_1 , ρ_1 , s_1 и l_2 , ρ_2 , s_2 — длина, удельное сопротивление и сечение участка сети до и после реконструкции сети; t_p — расчетный период времени.

При изменении нагрузки изменяются потери напряжения в линиях электропередачи, поэтому практически во всех электросетях возникает проблема регулирования напряжения. По целесообразности применения способов и средств регулирования напряжения все электрические сети можно разделить на следующие три группы [31].

Таблица 2.2.7.

Длительно допустимые расчетные нагрузки на кабели с алюминиевыми и медными жилами с бумажной, пропитанной маслосиликоновой и нестекающей массами изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в земле, воздухе, в воде

Сечение жилы, мм ²	Токовые нагрузки, А*					Четырехжильные кабели до 1 кВ	
	Одножильные кабели до 1 кВ	Двухжильные кабели до 1 кВ	Трехжильные кабели				
			До 3 кВ	6 кВ	10 кВ		
	Максимальная допустимая температура жил, °С						
	80	80	80	65	60		80
Кабели с алюминиевыми жилами							
2,5	–/31	35/23	31/22	–	–	–	
4	60/42	46/31	42/29	–	–	38/27	
6	80/35	60/42	55/35	–	–	46/35	
10	110/75	80/55	75/46	60/42	–	65/45	
16	135/90	110/75	90/60	80/50/105	75/46/90	90/60	
25	180/125	140/100	125/80/160	105/70/130	90/65/115	115/75/150	
35	220/155	175/115	145/95/190	125/85/160	115/80/140	135/95/175	
50	275/190	210/140	180/120/235	155/110/195	140/105/170	165/110/220	
70	340/235	250/175	220/155/290	190/135/240	165/130/210	200/140/270	
95	400/275	290/210	260/190/340	225/165/290	205/155/260	240/165/315	

Сечение жилы, мм ²	Токовые нагрузки, А*					Четырехжильные кабели до 1 кВ
	Одножильные кабели до 1 кВ	Двухжильные кабели до 1 кВ	Трехжильные кабели			
			До 3 кВ	6 кВ	10 кВ	
Максимальная допустимая температура жил, °С						
	80	80	80	65	60	80
120	460/320	335/245	300/220/390	260/190/330	240/185/305	270/200/360
150	520/360	385/290	335/255/435	300/225/385	275/210/345	305/230
185	580/405	—	380/290/475	340/250/420	310/235/390	345/260
240	675/470	—	440/330/550	390/290/480	355/270/450	—
300	770/555	—	—	—	—	—
400	940/675	—	—	—	—	—
500	1080/785	—	—	—	—	—
625	1170/910	—	—	—	—	—
800	1310/1080	—	—	—	—	—
Кабели с медными жилами						
2,5	—/40	45/30	40/28	—	—	—
4	80/55	60/40	55/37/—	—	—	50/35/—
6	105/75	80/55	70/45/—	—	—	60/45/—
10	140/95	105/75	95/60/—	80/55/—	—	86/60/—
16	175/120	140/95	120/80/—	105/65/135	95/120/—	115/80/—
25	235/160	185/130	160/105/210	135/90/170	120/85/150	150/100/195
35	285/200	225/150	190/125/250	160/110/205	150/105/180	175/120/230
50	350/245	270/185	235/155/305	200/145/255	180/135/220	215/145/285
70	440/305	320/225	285/200/375	245/175/310	215/165/275	265/185/350
95	520/360	380/275	340/245/440	295/215/375	265/200/340	310/215/410
120	595/415	435/320	390/285/505	340/250/430	310/240/395	350/260/470
150	675/470	500/375	435/330/565	390/290/500	355/270/450	395/300
185	755/525	—	490/375/615	440/325/545	400/305/510	450/340
240	880/610	—	570/430/715	510/375/625	460/350/585	—
300	1000/720	—	—	—	—	—
400	1220/880	—	—	—	—	—
500	1400/1020	—	—	—	—	—
625	1520/1180	—	—	—	—	—
800	1700/1400	—	—	—	—	—

* Токовые нагрузки на одножильные кабели даны для работы при постоянном токе. Перед чертой — нагрузки кабелей, прокладываемых в земле, за чертой — в воздухе, за второй чертой — в воде. Кабели, прокладываемые в воде, — в свинцовой оболочке.

**Диапазоны регулирования напряжения
для трансформаторов с РПН**

Мощность, кВт	Напря- жение	Диапазон регу- лирования, %	Ступени регу- лирования
63–630	6–10	± 10	± 6 по 1,67 %
1000–6300	20–35 6–10	± 9 ± 12	± 6 по 1,67 % ± 8 по 1,25 %
4000–8000	115	± 16 ± 5	± 9 по 1,78 % ± 10 по 1,5 %
2500	115	-12	-8 по 1,5 %
10 000– 16 0000	230	± 12	Не менее ± 8 по 1,5 %

1. Электросети с однородной нагрузкой. Для таких сетей задача решается наиболее просто: регулирование напряжения можно осуществлять в центре питания способом встречного регулирования. При таком способе на шинах 6–10 кВ в период пиковых нагрузок поддерживается напряжение, повышенное на 5–10 % по отношению к номинальному, а в период минимальных нагрузок напряжение снижается до номинального.
2. Электросети, неоднородные нагрузки которых подключены к отдельным линиям 6–20 кВ. Для таких сетей применяется дифференцированное регулирование на разных секциях шин центра питания или регулирование линейными регуляторами, включенными на группы линий или отдельные линии. Если дифференцированное регулирование напряжения в центре питания отсутствует, можно решать эту задачу с помощью средств местного регулирования. Для этого можно использовать конденсаторные батареи, оборудованные устройствами автоматического управления, или синхронные двигатели с устройствами автоматического управления током возбуждения. При «избыточном» количестве включенных конденсаторных батарей или при «перевозбуждении» синхронного двигателя в сеть генерируется реактивная энергия, что повышает напряжение в сети. Использование трансформаторов 6–10/0,4 кВ, снабженных регулятором напряжения под нагрузкой (РПН), целесообразно лишь для потребителей, работающих в оптимальном режиме при определенных значениях напряжения, например, для некоторых типов электротермических установок.
3. Электросети с неоднородными нагрузками распределительных трансформаторов, присоединенных к общей линии. Оптимальные значения напряжений в таких сетях могут обеспечиваться сочетанием регулирования в центре питания и местного регулирования. Большое значение для поддержания оптимального напряжения имеет правильный выбор рабочей отпайки распределительного трансформатора. По мере удаления от центра питания роль местного регулирования напряжения возрастает.

Для регулирования напряжения применяются следующие средства [31]:

- линейные регуляторы;
- управляемые батареи конденсаторов;
- синхронные двигатели с автоматическим регулированием тока возбуждения;
- синхронные компенсаторы;
- вольтодобавочные агрегаты с продольно-поперечным регулированием;
- силовые трансформаторы с РПН.

Диапазоны регулирования напряжения для трансформаторов с РПН приведены в табл. 2.2.8 [31].

2.4.2. Силовые трансформаторы

Силовые трансформаторы служат для преобразования переменного тока одного напряжения в другое напряжение и применяются для передачи и распределения электроэнергии. В настоящее время на многих предприятиях используются трансформаторы, изготовленные более 20–30 лет назад. Известно, что при старении трансформаторов потери активной мощности в них возрастают. Кроме того, изменились материалы, из которых сейчас изготавливают трансформаторы, изменилась и сама технология их изготовления. Трансформаторы старой серии, изготовленные 40 и более лет назад, имеют более высокие активные потери холостого хода и короткого замыкания, по сравнению с трансформаторами новой серии. Это связано с применением для изготовления магнитопроводов горячекатаной стали. В трансформаторах новой серии стали использовать холоднокатаную сталь с высокой магнитной проницаемостью и низкими потерями. Кроме того, изменили схему шихтовки пластин магнитопровода, в результате чего потери снизились еще на 15–20 %. Замена трансформаторов старой серии, исчерпавших полностью ресурс своей работы, позволит получить существенную экономию электроэнергии, особенно если вместо старых трансформаторов, работавших с неполной загрузкой, устанавливать трансформаторы меньшей мощности. Сравнение потерь ХХ и КЗ некоторых трансформаторов старой и новой серии приведено в табл. 2.2.9. Из таблицы видно, что трансформаторы новой серии имеют даже при большей мощности существенно меньшие потери активной мощности.

Заказать силовой трансформатор можно на Московском электрозаводе:

107023, Москва, Электрозаводская, 21. Тел. (495) 777-82-01, E-mail: info@elektrozavod.ru Web-site: www.elektrozavod.ru.

Сравнение потерь в трансформаторах старой и новой серии

Трансформаторы старой серии			Трансформаторы новой серии		
Тип	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	Тип	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт
ТМ-20/10	0,22	0,6	ТМ-25/10	0,125	0,69
ТМ-320/10	1,9	6,2	ТМ-400/10	1,08	5,9
ТМ-560/10	2,5	9,4	ТМ-630/10	1,68	8,5
ТМ-750/10	4,1	11,9	ТМ-1000/10	2,45	11,6

Таблица 2.2.10.

Коэффициент изменения потерь в трансформаторах

Характеристика трансформатора и системы электроснабжения	$K_{и.п.}$, кВт/квар	
	в часы максимума энергосистемы	в часы минимума энергосистемы
Трансформаторы, питающиеся непосредственно от шин электростанций	0,02	0,02
Сетевые трансформаторы, питающиеся от электростанций на генераторном напряжении	0,07	0,04
Понижающие трансформаторы 110/35/10 кВ, питающиеся от районных сетей	0,1	0,06
Понижающие трансформаторы 6-10/0,4 кВ, питающиеся от районных сетей	0,15	0,1

У силовых трансформаторов, в зависимости от типа, можно в небольших пределах ступенчато изменять коэффициент трансформации, переключаясь с одной отпайки на другую. Есть трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (имеющие устройства РПН) и трансформаторы с переключением без напряжения (с устройствами ПБН). Регулируя напряжение (9 ступеней по $\pm 1,33\%$ при использовании РПН и 2 ступени по $\pm 2,5\%$ при использовании ПБН), можно существенно снизить потери активной электроэнергии в электрооборудовании и осветительных приборах предприятия.

Завод выпускает также реакторы для работы в установках компенсации реактивной мощности, в симметрирующих устройствах, в фильтрах высших гармоник, а также токоограничивающие реакторы.

Расчет активных потерь в силовых трансформаторах

Потери активной энергии в двухобмоточном трансформаторе можно подсчитать по формуле [8]:

$$\Delta \mathcal{E}_{а.т.} = \Delta P_x T_{п.} + \Delta P_k K_3^2 T_{раб}, \quad (2.2.7)$$

где: ΔP_x — активные потери холостого хода трансформатора; $T_{п.}$ — время работы трансформатора за год; ΔP_k — активные нагрузочные потери при номинальной нагрузке (или активные потери короткого замыкания); $K_3 = S_{ф.}/S_{ном}$ — коэффициент загрузки трансформатора, равный отношению фактической нагрузки к номинальной нагрузке трансформатора;

$T_{раб}$ — годовое время работы трансформатора с номинальной нагрузкой (2400 ч при односменной, 5400 ч при двухсменной и 8400 ч при трехсменной работе).

Трансформаторы потребляют реактивную мощность, что увеличивает токи в элементах системы электроснабжения от генераторов электростанций до трансформаторов и вызывает в последних дополнительные потери. Приведенные потери активной мощности, учитывающие потери как в самом трансформаторе, так и в элементах системы электроснабжения, определяются по выражению [8]:

$$\Delta P'_1 = \Delta P'_x + K_3^2 \cdot \Delta P'_k, \quad (2.2.8)$$

где: $\Delta P'_1 = \Delta P_x + K_{и.п.} \Delta Q_x$ — приведенные активные потери мощности холостого хода; $K_{и.п.}$ — коэффициент изменения потерь или экономический эквивалент реактивной мощности, который характеризует активные потери от источника питания до трансформатора, приходящиеся на 1 квар пропускаемой реактивной мощности (значения коэффициента приведены в табл. 2.2.10); $\Delta Q_x = S_{т.ном} \cdot U_k \% / 100$ — реактивные потери мощности холостого хода; $\Delta P'_k = \Delta P_k + K_{и.п.} \Delta Q_k$ — приведенные активные потери мощности короткого замыкания; $\Delta Q_k = S_{т.ном} I_x \% / 100$ — реактивные потери мощности короткого замыкания; $I_x \%$ — ток холостого хода; $U_k \%$ — напряжение короткого замыкания; $I_x \%$, $U_k \%$ — каталожные данные трансформатора.

Приведенные потери, которые учитывают потери электроэнергии как в самом трансформаторе, так и создаваемые им в элементах системы электроснабжения, можно рассчитать по формуле:

$$\Delta \mathcal{E}'_{\text{ат}} = \Delta P'_x \cdot T_{\text{п}} + \Delta P'_k \cdot K_3 \cdot T_{\text{раб}} \quad (2.2.9)$$

Если на подстанции работает n однотипных трансформаторов одинаковой мощности и нагрузка возросла, то подключение еще одного трансформатора будет экономически целесообразно при [24]:

$$S_{\Sigma} \geq S_{T_{\text{н.ном}}} \sqrt{\left[\frac{n+1}{n} \right] \cdot \left[\frac{\Delta P'_x + k_{\text{и.п}} \cdot \Delta Q'_x}{\Delta P'_k + k_{\text{и.п}} \cdot \Delta Q'_x} \right]} \quad (2.2.10)$$

При снижении нагрузки отключение одного трансформатора экономически целесообразно при:

$$S_{\Sigma} \leq S_{T_{\text{н.ном}}} \sqrt{\left[\frac{n-1}{n} \right] \cdot \left[\frac{\Delta P'_x + k_{\text{и.п}} \cdot \Delta Q'_x}{\Delta P'_k + k_{\text{и.п}} \cdot \Delta Q'_x} \right]} \quad (2.2.11)$$

Если на подстанции используются разнотипные трансформаторы, то пользоваться формулами (2.2.10) и (2.2.11) нельзя. Для выбора рационального числа одновременно работающих трансформаторов разной мощности строят зависимости приведенных потерь от нагрузки для каждого трансформатора и суммарную зависимость приведенных потерь от нагрузки для нескольких включенных трансформаторов при распределении нагрузки между ними пропорционально номинальным мощностям, используя выражение [8]:

$$\Delta P'_{\Sigma \text{н}} = \sum (\Delta P'_x + K_{\text{и.п.}} \Delta Q'_x) + \sum (\Delta P'_k + K_{\text{и.п.}} \Delta Q'_k) \quad (2.2.12)$$

При двух работающих трансформаторах с номинальными мощностями $S_{T1\text{ном}}$ и $S_{T2\text{ном}}$, причем $S_{T1\text{ном}} < S_{T2\text{ном}}$, зависимости приведенных потерь от нагрузки будут иметь вид, показанный на рис. 2.2.9. Кривые приведенных потерь пересекаются в точках, соответствующих нагрузкам, при которых изменяется экономически целесообразный режим работы трансформаторов. При малых нагрузках приведенные потери будут минимальными, если включен один трансформатор T_1 . Начиная с нагрузки S_1 и до нагрузки S_2 , целесообразно работать с одним включенным трансформатором T_2 . И при большей нагрузке должны быть включены оба трансформатора.

Отключение трансформаторов не должно снижать категорию электроснабжения. Чтобы не загружать обслуживающий персонал включением или отключением трансформаторов, можно использовать схему устройства автоматического включения и отключения трансформаторов [8], показанную на рисунке 2.2.10.

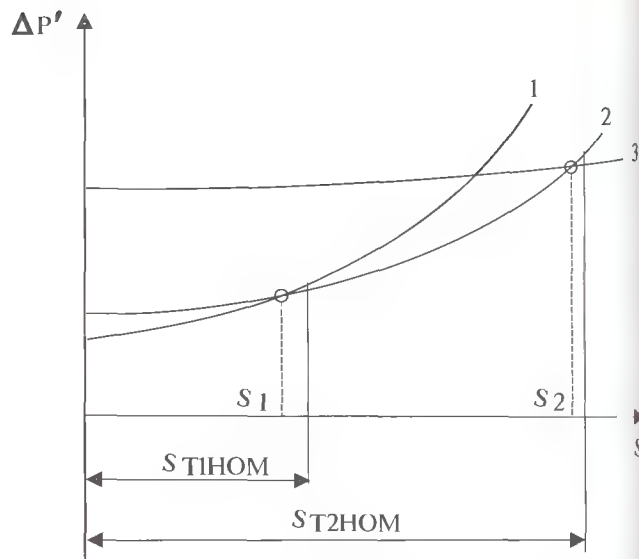


Рис. 2.2.9. Зависимости приведенных потерь от нагрузки: 1, 2 и 3 — соответственно для трансформаторов T_1 , T_2 и $T_1 + T_2$

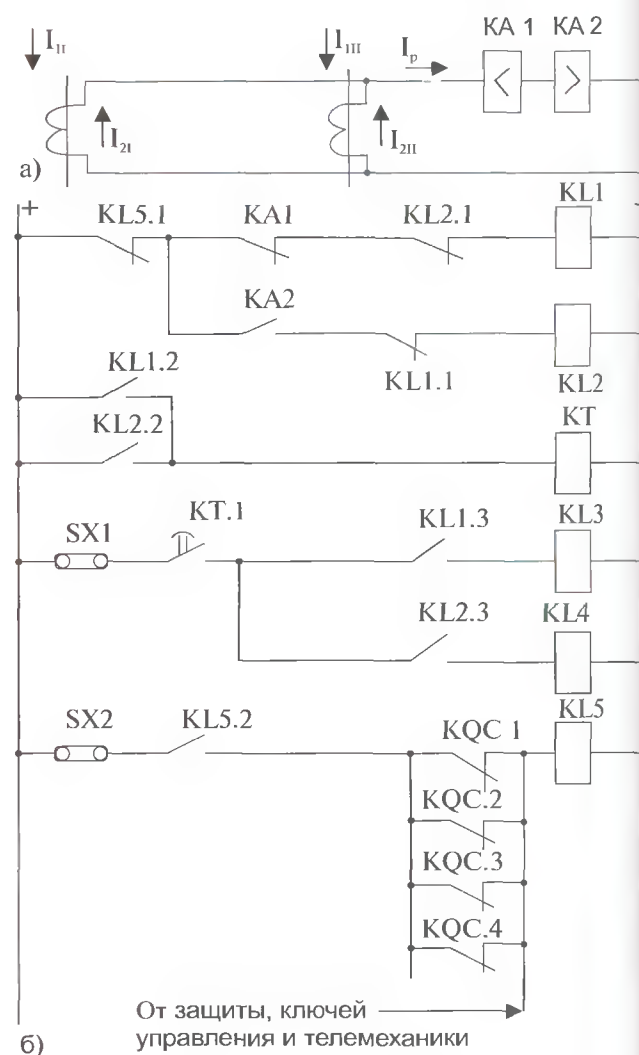


Рис. 2.2.10. Схема автоматического включения и отключения трансформаторов:

а) — цепи питания токовых реле КА1 и КА2;

б) — схема управления

Пусковым органом устройства являются реле минимального КА1 и максимального тока КА2. Оба реле включены на сумму токов $I_p = I_{2I} + I_{2II}$ параллельно работающим трансформаторов.

При полной нагрузке трансформаторов контакты обоих реле разомкнуты.

При снижении нагрузки до критического уровня $I_{кр} = (0,6 \div 0,8) I_{Т.НОМ}$ сработает реле КА1, замкнет свой контакт и реле КЛ1 разорвет цепь питания реле КЛ2, которое контактом КЛ1.2 подаст питание на реле времени КТ и контактом КЛ1.3 подготовит цепь на отключение выключателя одного из трансформаторов. По истечении заданного времени реле времени замкнет свой контакт КТ.1 и получит питание реле КЛ3, которое отключит один из трансформаторов.

При росте нагрузки выше критической сработает реле КА2, получит питание реле КЛ2, которое с помощью КЛ2.1 разорвет цепь питания реле КЛ1, контактом КЛ2.2 подаст питание на реле КТ и контактом КЛ2.3 подготовит цепь на включение выключателя одного из трансформаторов. Из схемы видно, что реле КЛ1 и КЛ2 не могут одновременно действовать на включение и отключение трансформатора. Контакт КЛ5.1 устройство автоматически выводится из работы при отключении любого из выключателей трансформаторов ключом управления, средствами телемеханики или защиты. При этом цепь обмотки реле КЛ5 блокируется контактами реле КQC1–КQC4 включенных положений выключателей трансформаторов. Включение автоматики возможно лишь тогда, когда включатся все четыре выключателя (контакты КQC1–КQC4), катушка реле КЛ5 потеряет питание и замкнется контакт КЛ5.1.

Токи срабатывания пускового органа:

$$I_{с.р1} = \frac{I_{кр}}{k_{отс} K_I}; I_{с.р2} = \frac{I_{кр} k_{отс}}{K_I}, \quad (2.2.13)$$

где: $k_{отс} = 1,05 \div 1,1$.

Для того чтобы исключить одновременное срабатывание реле КА1 и КА2, должны быть выполнены условия:

$$\begin{aligned} I_{с.р1} &\leq I_{в.р2}; \\ I_{с.р2} &\geq I_{в.р1}, \end{aligned} \quad (2.2.14)$$

где: $I_{в.р1} = k_{в1} \cdot I_{с.р1}$; $I_{в.р2} = k_{в2} \cdot I_{с.р2}$; $k_{в1} = 1,1 \div 1,05$; $k_{в2} = 0,9 \div 0,95$; $I_{в.р1}$ и $k_{в1}$ — токи и коэффициенты возврата соответствующих реле.

Время срабатывания реле времени КТ выбирается в пределах 3–5 минут.

Мероприятия по экономии электроэнергии при использовании трансформаторов:

1. Отключение силовых трансформаторов в воскресные дни и в нерабочие смены дает экономию за счет отсутствия потерь холостого хода и повышения коэффициента мощности во внутриводовых сетях электроснабжения.

2. Замена трансформаторов старой серии на трансформаторы новой серии с пониженными потерями.
3. Отключение слабозагруженных трансформаторов с переброской нагрузки на другие трансформаторы (если это возможно и не снижает категорию надежности электроснабжения).

2.4.3. Автономные источники электропитания

Применение на предприятиях автономных источников питания расширяется по следующим причинам.

В настоящее время тарифы на электроэнергию растут из года в год. Особенно заметно в последние годы выросла плата за заявленную мощность при использовании двухставочных тарифов на электроэнергию. Например, в Москве за 1 кВт заявленной мощности по тарифам СН в 2004 г. нужно было платить 286,5 руб. Структура финансовых затрат на электроэнергию существенно изменилась. Раньше примерно 2/3 всех затрат на электроэнергию у предприятий с неравномерным графиком суточной нагрузки составляла плата за израсходованную электроэнергию и 1/3 — за заявленную мощность. Сейчас все поменялось с точностью до наоборот. Если на предприятии использовать автономные источники питания для снятия пиковых нагрузок в часы максимума потребления, то можно значительно снизить величину заявленной мощности. Это позволит получить существенную экономию финансовых средств, идущих на плату за заявленную мощность.

Отключения напряжения, участвовавшие в последнее время, часто вызывают нарушение технологических процессов и приводят к большим финансовым потерям. Энергоснабжающие организации часто требуют у потребителей 1-й категории надежности плату за потери холостого хода резервных трансформаторов, которые необходимы для обеспечения этой категории. Использование автономных источников питания позволит обеспечить надежную работу электрооборудования предприятия даже при переходе на более низкую категорию электроснабжения от сторонних источников.

При увеличении объемов производства часто возникает необходимость увеличения объемов расхода электроэнергии. Проведение дополнительных линий электропередачи может оказаться менее выгодным по сравнению с использованием автономных источников питания.

Выработка электроэнергии из года в год сокращается, в то время как потребление растет. Автономные источники питания обеспечивают предприятию независимость от централизованного энергоснабжения.

В качестве примера использования автономного источника питания рассмотрим когенерационную установку мощностью 1 МВт фирмы Caterpillar.

Капитальные затраты — 500 000 \$.

Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (ТО):

Газ:

$$0,03 \cdot 280 = 9,46 \text{ $/ч,}$$

где: 0,03 \$/м³ — стоимость газа; 280 м³/ч — расход газа.

ТО, включая затраты на масло: 6,18 \$/ч.

Суммарные затраты на эксплуатацию и ТО:

$$9,46 + 6,18 = 15,64 \text{ $/ч} = 125\,089 \text{ $/год.}$$

Доходы от производства:

электроэнергии:

$$0,04 \cdot 1030 = 41,2 \text{ $/ч.}$$

где: 0,04 \$/(кВт · ч) — стоимость электроэнергии; тепла:

$$0,0082 \cdot 1350 = 11,07 \text{ $/ч,}$$

где: 0,0082 \$/(кВт · ч) — стоимость тепловой энергии.

Всего:

$$41,2 + 11,07 = 52,27 \text{ $/ч или } 418\,160 \text{ $/год.}$$

Общий годовой доход:

$$418\,160 - 125\,089 = 293\,071 \text{ $/год.}$$

Простой срок окупаемости:

$$500\,000 : 293\,071 = 1,7 \text{ года.}$$

Себестоимость производства электроэнергии:

$$15,64 \text{ $/ч} : 1030 \text{ кВт} = 0,015 \text{ $/(кВт·ч)}$$

При этом тепло предоставляется фактически бесплатно.

2.4.4. Устройства для улучшения качества электрической энергии

Фильтры высших гармонических составляющих напряжения. Самым эффективным средством уменьшения значений высших гармоник в настоящее время являются резонансные фильтры, состоящие из последовательно соединенных емкости, индуктивности и демпфирующего активного сопротивления. Каждый фильтр настраивается в резонанс на частоту той высшей гармоники, которую нужно уменьшить. Такой фильтр имеет малое сопротивление на резонансной частоте, и токи гармонической составляющей этой частоты шунтируются фильтром. Опытные энергетики, покупая ЧРП, одновременно покупают и фильтры, предназначенные для уменьшения высших гармоник данных ЧРП. На рис. 2.2.11 показаны три варианта схем таких фильтров.

Симметрирующие устройства. Для симметрирования нагрузки в настоящее время используются симметрирующие устройства, как правило, статические. Такие устройства состоят из индуктивностей и емкостей.

Одними из наиболее эффективных схем симметрирования однофазных нагрузок являются симметрирующие устройства, выполненные по схеме Штейнметца и по схеме с реактором-делителем [23], (см. рис. 2.2.12).

Для однофазных установок с коэффициентом мощности, близким к единице (например, печи сопротивления), рекомендуется схема Штейнметца; для установок, коэффициент мощности которых равен или может быть доведен до 0,866, рекомендуется схема с реактором-делителем. Если установка работает с постоянной нагрузкой, то обычно используется неуправляемое симметрирующее устройство. Для установок с изменяющейся нагрузкой (например, нагрузка тигельных индукционных печей по ходу плавки изменяется) используют управляемые симметрирующие устройства (при питании установок от трехфазных трансформаторов симметрирующие устройства устанавливаются на стороне НН трансформатора). Управление устройством осуществляется изменением числа включенных конденсаторных банок и переключением отпаяк реактора.

Компенсаторы реактивной мощности. Компенсация может быть индивидуальной, групповой и централизованной. Самая эффективная из них — индивидуальная, когда источник реактивной мощности устанавливается непосредственно вблизи крупного потребителя. Объясняется это тем, что передача реактивной энергии по линиям электропередачи и через трансформаторы вызывает дополнительные потери активной мощности и напряжения, поэтому устройства для генерирования реактивной мощности стараются устанавливать вблизи потребителей.

Для компенсации реактивной мощности используются конденсаторные батареи (статические компенсаторы) и синхронные машины.

Конденсаторные батареи получили наибольшее распространение для компенсации реактивной мощности. Они имеют следующие преимущества:

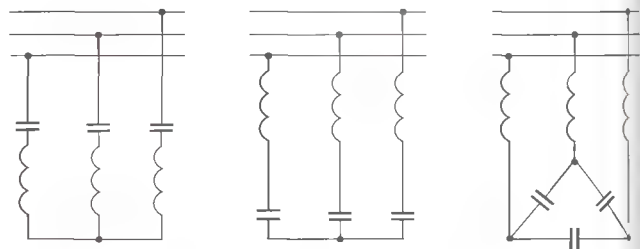


Рис. 2.2.11. Фильтры высших гармонических составляющих напряжения

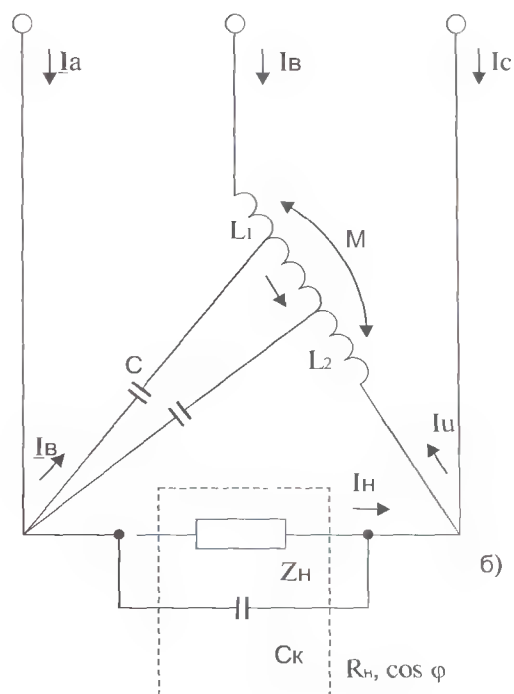
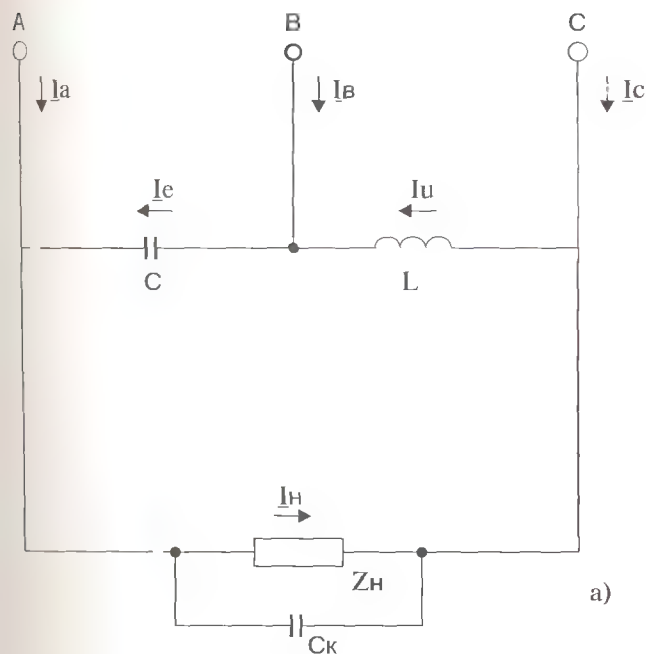


Рис. 2.2.12. Симметрирующие устройства:

а) — по схеме Штейнметца; б) — по схеме с реактором-делителем

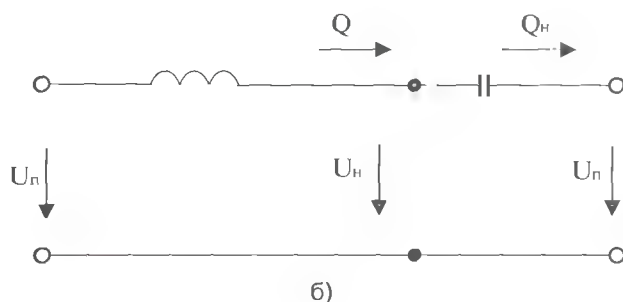
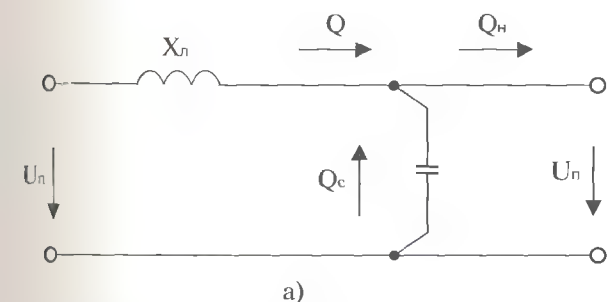


Рис. 2.2.13. Схемы поперечной (а) и продольной (б) компенсации реактивной мощности

- малые удельные потери активной мощности (0,005 кВт на 1 кВар);
- невысокие капиталовложения: примерно от 11 до 18 \$ за 1 кВар установленной мощности (чем выше мощность, тем дешевле 1 кВар);
- небольшие эксплуатационные расходы;
- отсутствие шума;
- возможность подключения и установки в любой точке сети;
- возможность подбора любой мощности;
- простота монтажа.

Симметрирование двух- и трехфазных нагрузок с низким коэффициентом мощности можно осуществлять по схеме, представленной на рис. 2.2.14.

К недостаткам конденсаторных батарей относятся:

- высокая чувствительность конденсаторов к наличию высших гармоник напряжения и тока;
- недостаточная электрическая прочность;

- зависимость генерируемой реактивной мощности $Q_{к.б.}$ от напряжения и частоты:

$$Q_{к.б.} = Q_{к.б.ном} k_U^2 k_f^2, \quad (2.2.15)$$

где: $Q_{к.б.ном}$ — генерируемая реактивная мощность конденсаторных батарей при номинальных значениях напряжения и частоты; k_U и k_f — отношение напряжения и частоты при отклонении указанных параметров от номинальных значений к соответствующим значениям номинальных напряжений и частоты.

Компенсация разделяется на поперечную и продольную (см. рис. 2.2.13).

При поперечной компенсации (см. рис. 2.2.13, а) компенсатор реактивной мощности (например, конденсаторная батарея) подключается параллельно нагрузке, при продольной (см. рис. 2.2.13, б) — последовательно.

Реактивная мощность конденсаторной батареи (кВар), необходимая для повышения коэффициента

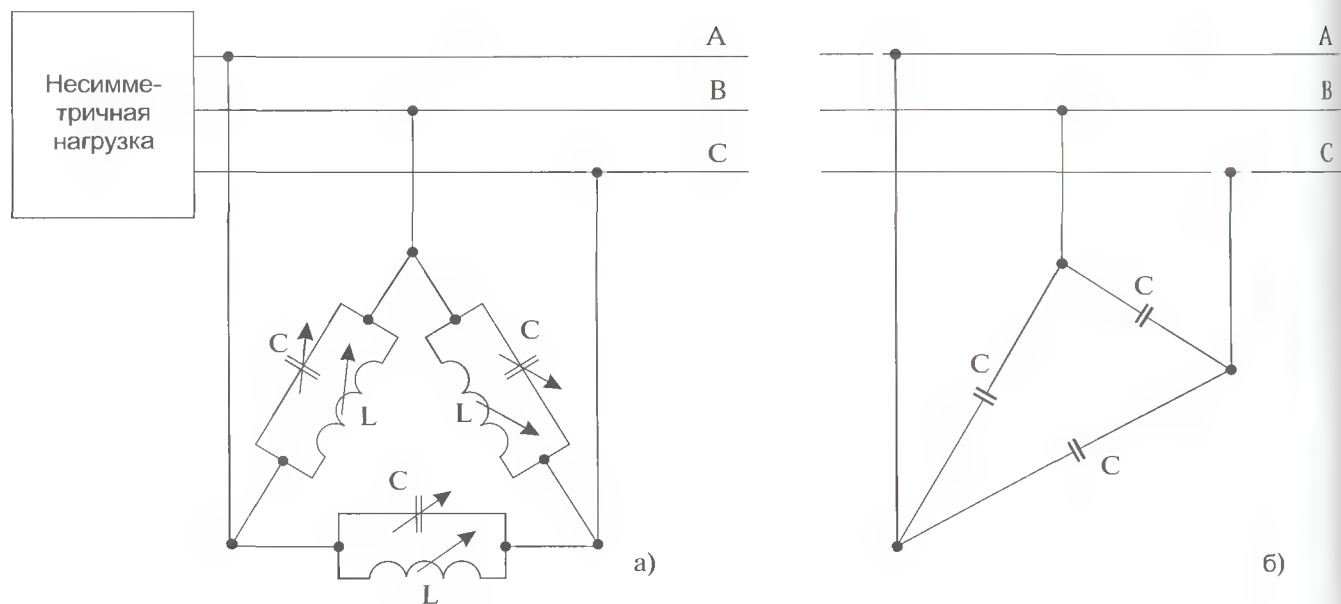


Рис. 2.2.14. Схема симметрирования несимметричной трехфазной нагрузки

мощности от $\cos \varphi_1$ до $\cos \varphi_2$, может быть найдена по формуле:

$$Q_c = P_{\text{ср}}(\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2), \quad (2.2.16)$$

где: $P_{\text{ср}}$ — среднегодовая нагрузка предприятия, кВт. $P_{\text{ср}}$ можно найти, разделив годовое потребление активной энергии A (кВт · ч) на годовое число часов работы предприятия T (ч). А можно взять по показаниям счетчиков активной энергии.

На многих предприятиях, где используются регулируемые конденсаторные батареи, можно наблюдать в ночное время отрицательные значения коэффициента мощности. Происходит это в связи с падением нагрузки. Количество включенных конденсаторных банок, которое было оптимальным в часы максимальных нагрузок, оказывается избыточным. Обслуживающий персонал, как правило, не меняет емкость включенных конденсаторных батарей по мере изменения нагрузки, что в конечном итоге приводит к дополнительным потерям активной мощности. В связи с этим при непостоянной нагрузке желательно иметь автоматизированные конденсаторные установки. Совсем не обязательно, чтобы все конденсаторные установки были автоматизированными. Для поддержания оптимальных режимов дешевле будет иметь одну часть конденсаторных банок включенных постоянно, другую часть регулировать автоматически. Емкость постоянно включенных банок определяется исходя их минимальных значений реактивной мощности. Регулируемое количество конденсаторных банок выбирается таким образом, чтобы суммарная емкость управляемых и постоянных банок обеспечивали требуемое значение компенсируемой реактивной мощности в часы максимума последней.

Автоматическое регулирование конденсаторных установок имеет следующие преимущества:

- коэффициент мощности корректируется автоматически при изменении нагрузки;
- исключается генерация реактивной мощности в питающую сеть;
- исключаются перенапряжения в сети, так как нет перекомпенсации.

Автоматическое регулирование конденсаторных батарей можно осуществлять следующими способами:

- поддержанием заданного значения $\cos \varphi$;
- в функции напряжения;
- по току нагрузки;
- в зависимости от времени суток.

На рис. 2.2.15 показана принципиальная схема одноступенчатого управления конденсаторной установкой в функции напряжения и на рис. 2.2.16 — в функции времени [8].

Регулирование по напряжению помимо компенсации реактивной мощности позволяет поддерживать в заданном диапазоне напряжение питания. Для этого используется реле максимального и минимального напряжения. При повышении или понижении напряжения реле максимального напряжения отключает или включает часть конденсаторных батарей. Чтобы избежать частые переключения при кратковременных изменениях напряжения, используется реле времени с выдержкой не менее 15 с. В качестве устройств переключения конденсаторных банок лучше использовать не электроаппараты (например выключатели), контакты которых при отключении конденсаторных банок могут быстро выходить из строя, а тиристорные ключи.

Энергетики предприятий иногда жалуются, что конденсаторы часто выходят из строя. Происходит это из-за плохого качества электрической энергии в сети. Наличие в сети высших гармоник приводит к резонансным явлениям и, как следствие, к пробоям изоляции

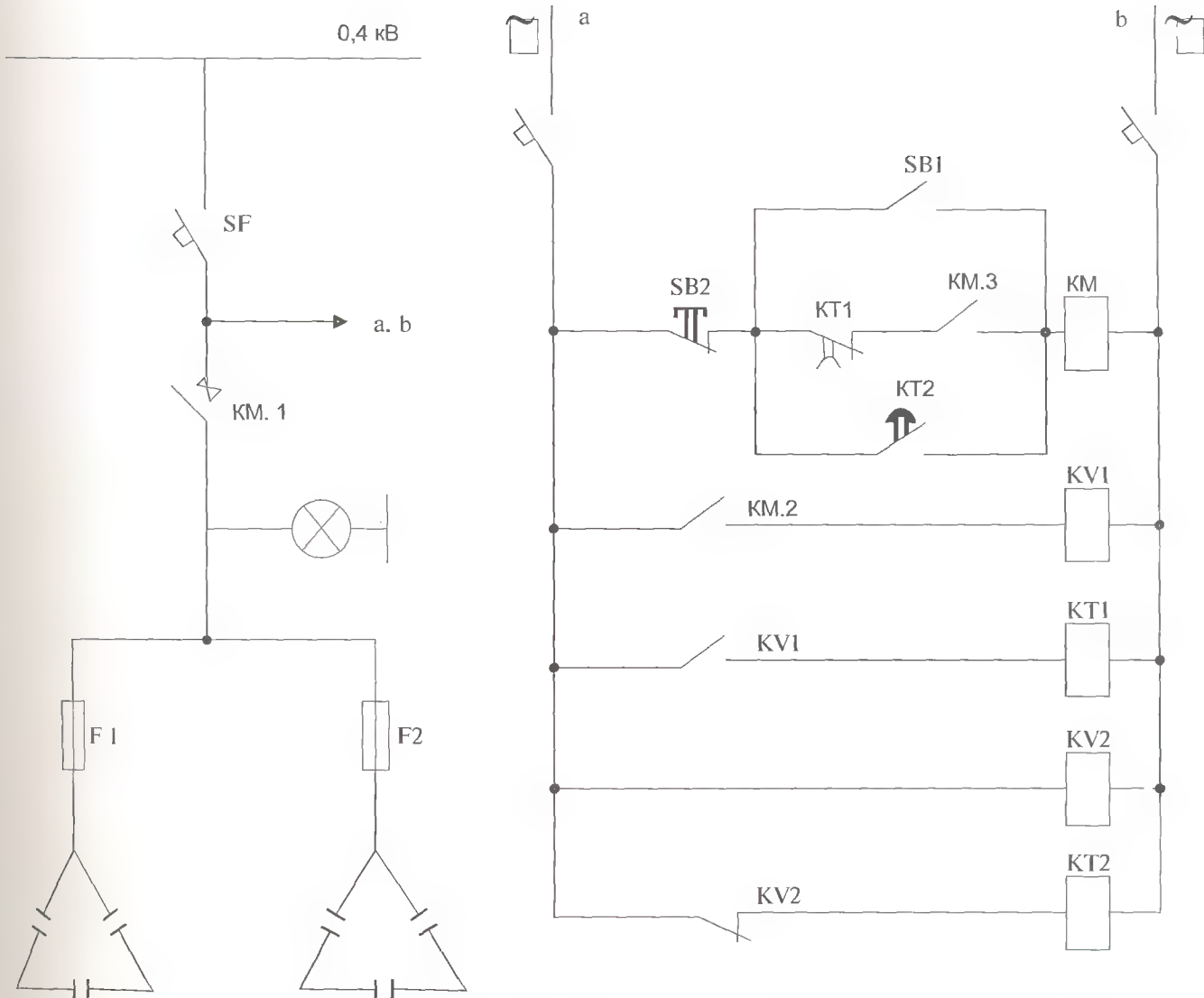


Рис. 2.2.15. Принципиальная схема одноступенчатого управления конденсаторной установкой в функции напряжения:

KV1, KV2 — реле максимального и минимального напряжения; KT1, KT2 — реле времени для отстройки от кратковременных отклонений напряжения; KM — контактор; F1, F2 — предохранители; SF — автоматический выключатель

конденсаторных банок. Чтобы избежать этих явлений, можно последовательно с конденсаторными банками установить реакторы.

Пример расчета.

Годовую экономию электроэнергии (кВт · ч) при повышении коэффициента мощности с $\cos \varphi_1$ до $\cos \varphi_2$ можно подсчитать по формуле:

$$\Delta \mathcal{E} = K \cdot A \cdot (\cos \varphi_1 - \cos \varphi_2), \quad (2.2.17)$$

где: A — годовое потребление активной энергии, кВт · ч; φ_1 и φ_2 — углы между векторами токов и напряжений соответственно до и после повышения коэффициента мощности; K — экономический коэффициент реактивной мощности, его ориентировочно можно принять:

- при питании генераторным напряжением — 0,02;
- при питании через одну ступень трансформации — 0,05;

- при питании через две ступени трансформации — 0,08;

- при питании через три ступени трансформации — 0,12.

Синхронные двигатели (СД) широко используются в промышленности и наряду с функциями привода различных механизмов позволяют поддерживать оптимальные значения коэффициента мощности в сети электроснабжения, генерируя в сеть реактивную мощность.

Компенсирующая способность СД сильно зависит от тока возбуждения $I_{\text{в}}$, при номинальном значении последнего она имеет наибольшее значение. При снижении $I_{\text{в}}$ на 20 % компенсирующая способность СД (например, при $\cos \varphi = 0,8$ и нагрузке 70 %) падает на 45 %. При эксплуатации СД, для того чтобы двигатель меньше нагревался, часто снижают ток возбуждения.

в аварийных режимах (например, когда нагрузка, питающаяся от одного трансформатора, после срабатывания АВР начинает питаться от другого трансформатора). В связи с сокращением объема производства и отключения отдельных электроприемников на многих предприятиях коэффициенты трансформации ТТ стали завышенными. Трансформатор тока с завышенным коэффициентом трансформации считается такой, у которого при 25 % присоединенной нагрузке ток во вторичной цепи ТТ составляет менее 10 % от номинального (т. е. менее 0,5 А, так как номинальный ток счетчика равен 5 А). При завышенных коэффициентах трансформации и работе с малыми нагрузками, погрешность измерения расхода электроэнергии увеличивается, что вызывает дополнительные финансовые затраты. Для проверки правильности выбора трансформатора тока можно воспользоваться таблицей (Приложение П2-5). [31].

На рис. 2.2.17 показаны различные схемы подключения счетчиков активной энергии. Трансформаторы напряжения обычно измеряют напряжения всех трех фаз. Но иногда применяются и схемы с подсединением ТН к двум фазам. Сечение жил проводов или кабелей от трансформаторов тока до счетчиков должно быть не менее $2,5 \text{ мм}^2$ для медных и 4 мм^2 — для алюминиевых.

При расчетах расхода электроэнергии необходимо учитывать коэффициенты трансформации ТТ и ТН. Показания счетчиков должны умножаться на поправочный коэффициент $K_{\text{попр.}} = K_{\text{ТТ}} \cdot K_{\text{ТН}}$.

Два раза в год, в июне и декабре, в «режимные дни» каждое предприятие в течение суток (через каждые полчаса или час) записывает показания всех расчетных счетчиков активной (а если имеются, то и реактивной) энергии. Эти данные позволяют получить картину суточных нагрузок предприятия, которую мож-

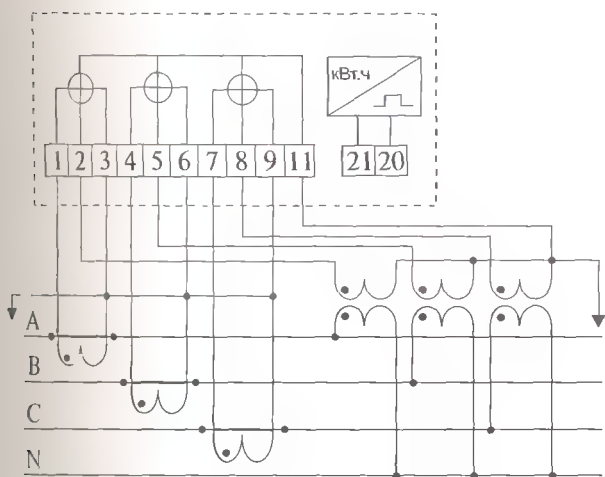


Схема подключения трехэлементного счетчика в четырехпроводную сеть

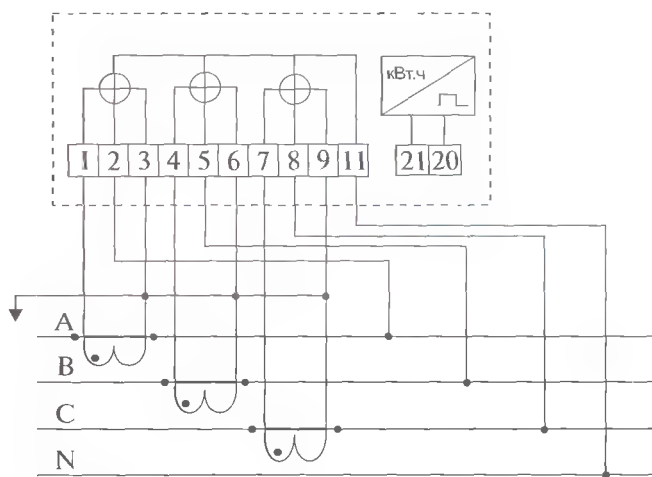


Схема подключения трехэлементного счетчика в четырехпроводную сеть 0,4 кВ без трансформаторов напряжения

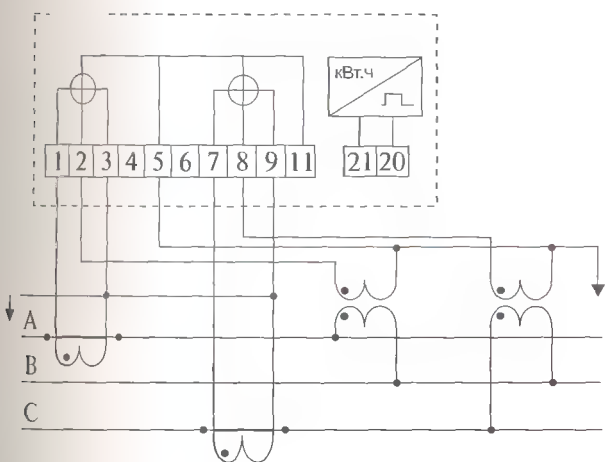


Схема подключения двухэлементного счетчика в трехпроводную сеть

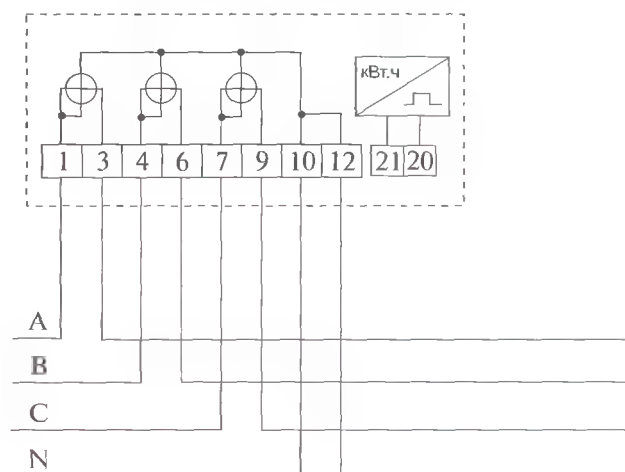


Схема подключения счетчика прямого включения в четырехпроводную сеть

но использовать при анализе выбора типа тарифов, по которым предприятие расплачивается за электроэнергию.

Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ)

Желание предприятий сделать более эффективным контроль за потреблением электроэнергии, а также обеспечить себе большую маневренность в выборе типа тарифов на электроэнергию, в том числе возможность выхода на ФОРЭМ, стало причиной широкого внедрения АСКУЭ на промышленных предприятиях.

АСКУЭ позволяют решать следующие задачи:

- сбор информации для ее использования при коммерческих расчетах между субъектами рынка (в том числе по сложным тарифам);
- формирование статистической отчетности;
- оперативный контроль и анализ режимов потребления электрической мощности и электропотребления как отдельными потребителями (цех, отделение, установки и т. д.), так и предприятия в целом;
- оптимальное управление нагрузкой потребителей;

- своевременное обнаружение несанкционированного подключения к электросетям предприятия;
- контроль достоверности показаний приборов учета электроэнергии.

В состав технических средств АСКУЭ должны входить:

- точные микропроцессорные счетчики электроэнергии;
- аттестованные устройства сбора информации от счетчиков и передачи ее на верхние уровни управления (УСПД);
- каналы связи;
- средства обработки информации (чаще всего обычные персональные компьютеры).

Устройства УСПД должны обеспечивать одновременность снятия всех параметров.

На коммерческий учет лучше ставить счетчики класса 0,2S или 0,5S, на технический учет — класса 1,0. Почти все современные цифровые счетчики в своей максимальной конфигурации могут учитывать по тарифам активную и реактивную энергию и мощность в двух направлениях, фиксировать максимальную мощность нагрузки на заданном интервале времени, измерять некоторые параметры качества электроэнергии (ток, напряжение, коэффициент мощности, провалы напряжения и др.) и хранить до года в своей

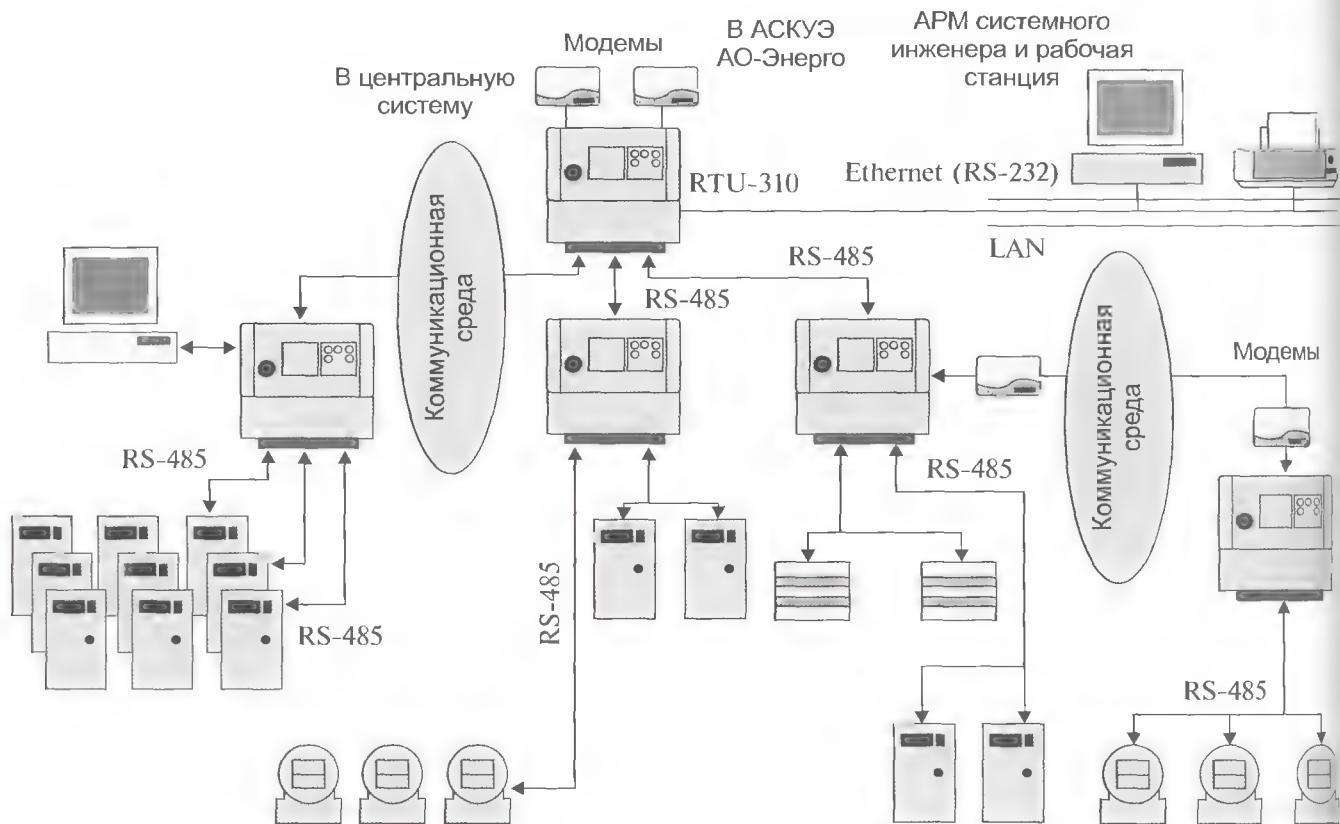


Рис. 2.2.18. Пример системы АСКУЭ с разветвленной системой

памяти измеренные параметры. Счетчики должны иметь интерфейсы для передачи данных. Информация может передаваться через линии электропередачи, телефонные кабели, радио или ВЧ модемы, а также и через сотовый телефон. Если старые счетчики передавали импульсы и, в случае разрыва линии связи, показания счетчиков пропадали, то новые счетчики передают в те моменты, когда с ними есть связь, готовые данные в кВт · ч. Поэтому новые счетчики дают полностью достоверную информацию. Практически такие счетчики являются компьютерами. Такие счетчики фирмы «Эльстер Метроника» приводятся в приложении П8.

Структура АСКУЭ для каждого предприятия своя. Пример АСКУЭ с разветвленной структурой, взятый из каталога фирмы «Эльстер Метроника», приведен на рис. 2.2.18.

Внизу показаны счетчики, которые могут соединяться с компьютером как через УСПД, так и напрямую. УСПД подключается на верхнем уровне в шине Ethernet (локальная сеть предприятия), к которой подключены главный инженер, компьютеры отдела главного энергетика, диспетчера, бухгалтерии и др.).

АСКУЭ позволяет не только решать вопросы учета потребления электроэнергии. На базе АСКУЭ можно создать систему непрерывно контролирующую удельные расходы электроэнергии, как по подразделениям предприятия, так и по отдельным технологическим установкам. В случае незапланированных повышений удельных расходов электроэнергии на отдельных объектах — выяснять причины и принимать меры. Иными словами, на предприятии будет введен жесткий контроль удельных расходов электроэнергии, что, несомненно, повысит дисциплину производства и позволит сэкономить 6–12 % электроэнергии. Кроме того, такая система позволит не допускать несанкционированное подключение электропотребителей к электросетям предприятия.

Фирма «АББ ВЭИ Метроника» создает различные АСКУЭ для промышленных предприятий и электросетей. Например, система ИВК «Метроника» («АльфаМет») предназначена для высокоточного коммерческого учета расхода электроэнергии за фиксированные интервалы времени на энергопотребляющих и энергопоставляющих предприятиях. Система позволяет предприятиям использовать для оплаты за электроэнергию тарифы, дифференцированные по времени суток, автоматизировать учет расхода электроэнергии и снизить потребляемую энергию в часы пиковых нагрузок. Система «АльфаМет»

обеспечивает измерение следующих параметров электропотребления:

- Потребление активной и реактивной энергии (включая обратный переток) за заданные временные интервалы по отдельным счетчикам, заданным группам счетчиков и предприятию в целом с учетом многотарифности.
- Средние (получасовые) значения активной мощности (нагрузки) и средний (получасовой) максимум активной мощности (нагрузки) в часы утреннего и вечернего максимума нагрузки по отдельным счетчикам, заданным группам счетчиков и предприятию в целом.
- Комплексы выполняют функции построения графиков получасовых и, при необходимости, трехминутных нагрузок, необходимых для организации рационального энергопотребления предприятия.
- Для защиты метрологических характеристик ИВК «Метроника» от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрен многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (механические пломбы, электронные ключи, индивидуальные трехуровневые пароли и программные средства для защиты файлов и баз данных).

В качестве другого примера можно привести ИВК «Альфа СМАРТ», разработанной также фирмой «АББ ВЭИ Метроника». АСКУЭ «Альфа СМАРТ» предназначена для оперативного контроля потребления электроэнергии и мощности непосредственно на объекте и учета потребления электроэнергии и мощности в распределенной энергосистеме. Ее функциональные возможности:

- автоматический сбор, обработка и хранение информации на всех уровнях иерархии;
- оперативный контроль электроэнергии и мощности;
- ориентация на затруднительную связь и большие расстояния;
- использование цифровых и импульсных счетчиков в рамках одной системы;
- гибкая настройка под любой объект от двух до нескольких сотен счетчиков.

Для коммерческого и технического учета электроэнергии на электростанциях, подстанциях, промышленных предприятиях и организациях, поставляющих и потребляющих электроэнергию фирмой «АББ ВЭИ Метроника», разработаны измерительно-вычислительные комплексы «Альфа ЦЕНТР».

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ

В данной главе рассматриваются основные виды технологического оборудования и основные мероприятия по экономии электрической энергии. В связи с тем, что электропотребление технологического оборудования в значительной степени зависит от графиков использования этого оборудования, прежде чем перейти к электрооборудованию, рассмотрим основные понятия о разновидности графиков электрических нагрузок.

3.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗКАХ И О ГРАФИКАХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

При энергетических обследованиях большое значение имеет анализ графиков нагрузок мощных электропотребителей. График нагрузки берется за время, кратное времени законченного технологического цикла $T_{ц}$. По регулярности нагрузки графики подраз-

деляются на периодические, циклические, нециклические и нерегулярные (см. рис. 2.3.1).

Периодические графики (см. рис. 2.3.1, а) имеют место при поточном производстве. Время цикла $t_{ц}$ таких нагрузок постоянно и равно:

$$t_{ц} = t_p + t_o, \quad (2)$$

где: t_p и t_o — время работы и остановки (паузы), которые также постоянны.

Циклический график (см. рис. 2.3.1, б) соответствует непоточному производству, время пауз различно, но характер и продолжительность рабочих интервалов неизменны.

У нециклического и нерегулярного графиков (см. рис. 2.3.1, в, г) рабочее время, время остановок и время циклов различно.

Различают следующие режимы работы.

1. **Продолжительный режим**, когда при работе с неизменной нагрузкой время работы достаточно для достижения всеми частями оборудования установившихся значений температур.

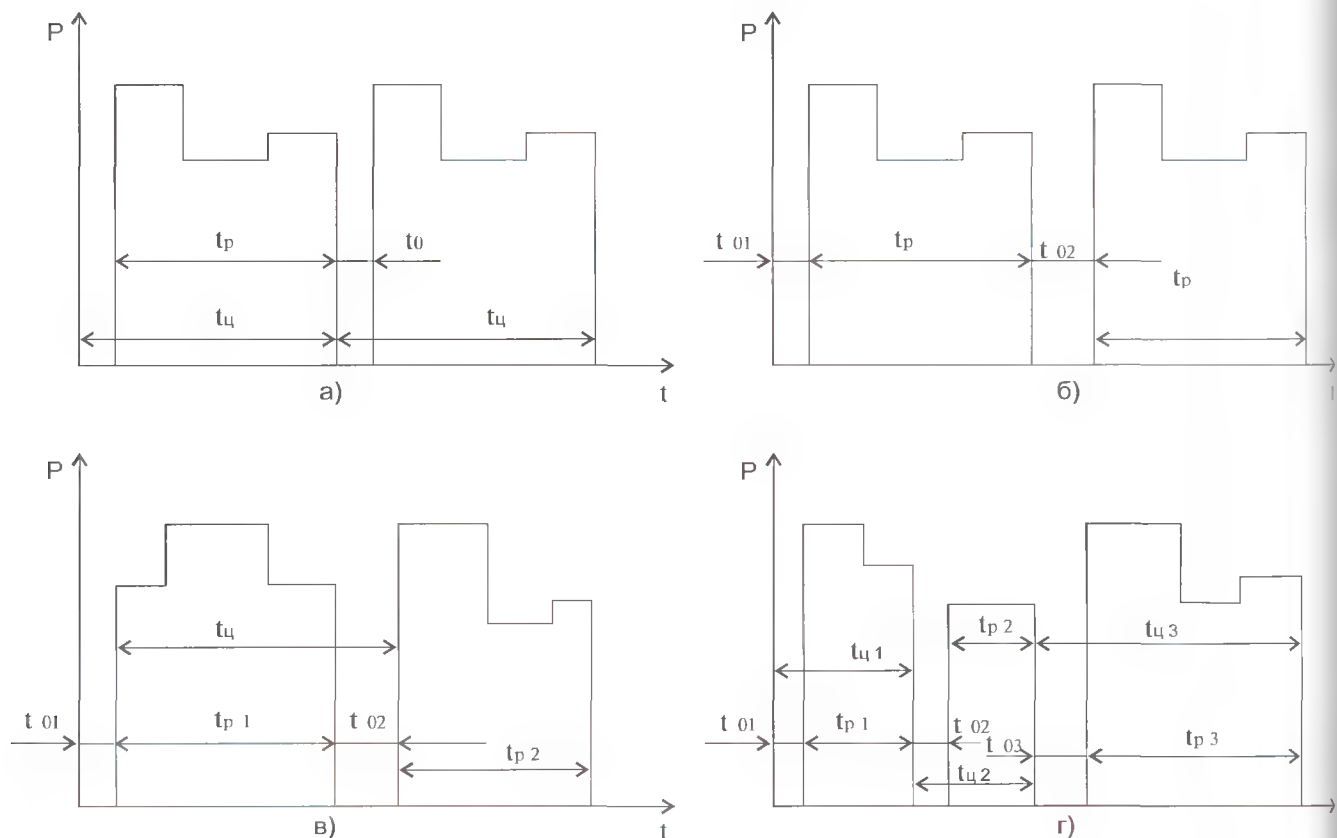


Рис. 2.3.1. Разновидности графиков индивидуальных нагрузок:
а) — периодический; б) — циклический; в) — нециклический; г) — нерегулярный

2. Кратковременный номинальный режим такой, когда периоды неизменной номинальной нагрузки чередуются с периодами отключения. Температура нагрева частей оборудования не достигает установленных значений, а при отключении происходит охлаждение до температуры окружающей среды.
3. Повторно-кратковременный номинальный режим (ПКР) — это режим, при котором кратковременные периоды неизменной номинальной нагрузки чередуются с периодами отключения, причем как рабочие периоды, так и паузы недостаточно длинны, и температура не достигает установленных значений.

3.2. ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ

Электроприводом (ЭП) называется электромеханическая система, состоящая из электродвигательного, преобразовательного, передаточного и управляющего устройств и предназначенного для приведения в движение исполнительных органов рабочей машины и управления этим движением. На рис. 2.3.2 показана структурная схема электропривода [17].

Электропривод является одним из основных потребителей электроэнергии. По оценкам специалистов, на электропривод приходится до 70 % всей потребляемой электроэнергии.

Электрическая энергия от источника питания через силовой преобразователь поступает на электродвигатель. Силовой преобразователь служит для получения электроэнергии требуемых для электродвигателя параметров и управления потоком этой энергии. Электродвигатель преобразует электрическую энергию в механическую и передает ее через передаточное устройство на исполнительный орган рабочей машины. Передаточное устройство служит для согласования движения электродвигателя и исполнительного органа. Оно может быть механическим, например, редуктор, гидравлическим или электромагнитным, например, гидравлические или электромагнитные муфты.

На потребление электроэнергии электродвигателем влияет величина потерь энергии во всей структурной цепочке. Потери носят не только электрический, но и другой характер. Например, плохое качество масла в редукторе увеличивает потери механической энергии, что приводит к увеличению расхода электроэнергии. На потребление энергии влияют КПД не только электродвигателя, но и остальных элементов электропривода. Заменяв один из элементов ЭП более энергоэффективным, можно снизить электропотребление. Можно получить экономию электроэнергии, если непосредственно соединить электродвигатель с исполнительным

органом машины. Если перейти на питание от другого источника электроэнергии или заменить электродвигатель на другой, параметры которого соответствуют параметрам источника питания, то можно обойтись и без силового преобразователя, КПД электропривода при этом увеличится. Например, если электродвигатель с номинальным напряжением 6 кВ питался через понижающий трансформатор 10/6 кВ от секции распределительного устройства 10 кВ, то замена ЭД на электродвигатель с номинальным напряжением 10 кВ позволит избавиться от силового трансформатора, снизив потребление электроэнергии.

Основное условие эффективной работы электропривода — это соответствие электрической мощности двигателя и требуемой механической мощности. При недогрузке двигателя снижается его КПД и коэффициент мощности, при перегрузке двигатель перегревается и выходит из строя.

Годовое потребление электроэнергии электродвигателем во много раз превышает его стоимость, поэтому если электродвигатель не соответствует требуемой механической мощности и работает с большой недогрузкой, то его надо заменять двигателем меньшей мощности.

Если привод работает в длительных режимах без частых включений и отключений электродвигателя, то во многих случаях целесообразно заменить обычный двигатель на энергоэффективный. Такие двигатели имеют более широкие возможности работы в термически перегруженном состоянии, легче в обслуживании и потребляют на 2÷5 % меньше электроэнергии. Кроме того, они не шумят и менее требовательны к отклонениям напряжения. Такие двигатели особенно эффективны при нагрузке в 70 %, т. е. при наиболее распространенной нагрузке. Стоимость энергоэффективных электродвигателей на 30÷60 % выше, чем обычных, но их применение окупается.

Часто возникает необходимость в применении регулируемого электропривода. Это либо диктуется требованиями технологического процесса, например, если требуется изменить скорость ленты конвейерной

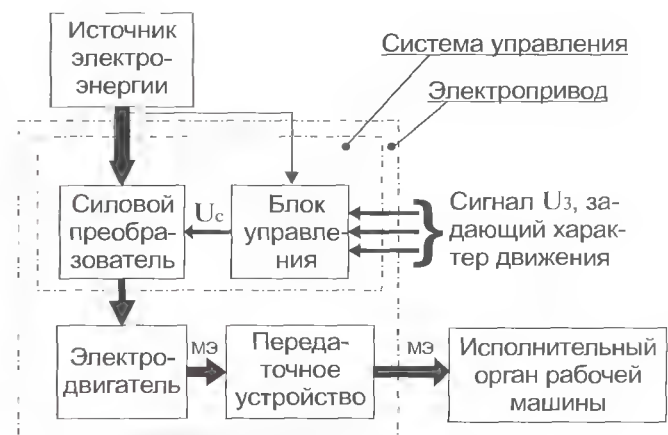


Рис. 2.3.2. Структурная схема электропривода

КПД η и $\cos \varphi$ асинхронных трехфазных двигателей с короткозамкнутым ротором

Мощ- ность, кВт	η				$\cos \varphi$			
	при частоте вращения (синхронной), об/мин							
	3000	1500	1000	750	3000	1500	1000	750
0,6	—	0,74	—	—	—	0,76	—	—
1	0,79	0,785	0,77	—	0,86	0,79	0,72	—
1,7	0,81	0,81	0,79	—	0,87	0,82	0,75	—
2,8	0,84	0,83	0,82	—	0,88	0,84	0,78	—
4,5	0,85	0,85	0,84	0,83	0,88	0,85	0,80	0,78
7	0,87	0,87	0,86	0,85	0,89	0,86	0,81	0,78
10	0,875	0,875	0,865	0,85	0,89	0,88	0,82	0,80
14	0,875	0,88	0,87	0,87	0,89	0,88	0,83	0,81
20	0,885	0,89	0,88	0,88	0,90	0,88	0,84	0,82
28	0,89	0,90	0,89	0,89	0,90	0,88	0,85	0,83
40	0,90	0,90	0,90	0,90	0,91	0,89	0,86	0,84
55	0,90	0,91	0,91	0,91	0,91	0,89	0,87	0,84
75	0,91	0,915	0,92	—	0,91	0,89	0,87	—
100	0,915	0,92	—	—	0,92	0,89	—	—

печи до оптимального значения, либо изменениями нагрузки, например у нагнетательного оборудования. Примерные значения экономии электроэнергии при замене нерегулируемого привода на регулируемый будут следующие: для насосов — 20 %, для воздуховодов и вентиляторов — 30 %, для компрессоров — 40÷50 % и для вентиляционных систем — 50 %.

Наиболее широкое распространение получают системы, преобразующие сначала переменный ток в постоянный, затем постоянный ток — в переменный с регулируемой частотой. Управление частотой преобразователя чаще всего осуществляется по сигналу обратной связи от датчика (скорости, температуры, давления и др.).

В данной работе невозможно дать информацию по всем видам электроприводов, применяемых в промышленности и ЖКХ, поэтому приведем общие мероприятия по экономии электроэнергии при использовании электропривода.

Малозатратные мероприятия:

- качественное техническое обслуживание всех элементов электропривода, наличие графика ППР и контроль за его соблюдением;
- дисциплина труда, своевременное отключение электропривода, недопущение его длительной работы на холостом ходу;
- применение таймеров холостого хода.

Среднезатратные мероприятия:

- использование устройств мягкого пуска двигателя.

3.2.1. Асинхронные электродвигатели

Наиболее мощным потребителем электроэнергии на промышленных предприятиях являются электродвигатели, которые потребляют до 80 % всей вырабатываемой электроэнергии. Двигатели бывают переменного и постоянного тока. Двигатели переменного тока подразделяются на асинхронные и синхронные.

Асинхронные двигатели получили наибольшее распространение как наиболее простые, надежные и дешевые. Асинхронные двигатели (АД) бывают с фазным ротором и с короткозамкнутым ротором. АД с фазным двигателем сложнее и дороже АД с короткозамкнутым ротором, у них более низкий коэффициент мощности. АД с фазным ротором в режиме пуска работает, как обычный АД с короткозамкнутым ротором. В рабочем режиме АД с фазным ротором имеет свойства синхронного двигателя: регулируя ток возбуждения, можно регулировать $\cos \varphi$, двигатель имеет КПД выше, чем у обычного АД на 0,6—3,5 %, он менее чувствителен к колебаниям напряжения питания, и его вращающий момент пропорционален напряжению питания, а не квадрату напряжения, как у обычного АД.

Электродвигатели закрытого и взрывозащищенного типов имеют меньший коэффициент мощности по сравнению с открытыми, поэтому их применение должно быть обосновано.

В табл. 2.3.1 представлены КПД и коэффициенты мощности АД с короткозамкнутым ротором [31].

Электрические потери в двигателях можно разбить на следующие:

- потери электроэнергии в обмотках двигателя. Они пропорциональны активному сопротивлению обмоток и квадрату тока нагрузки. Эти потери вызывают нагрев обмоток;
- потери в стали (потери намагничивания). Эти потери не зависят от нагрузки двигателя и зависят лишь от напряжения питания;
- потери на рассеивание магнитного потока. Эти потери зависят от нагрузки;
- потери на трение. Зависят от скорости вращения двигателя, но не зависят от нагрузки.

При снижении загрузки электродвигателей возрастает доля потребления реактивной мощности по отношению к активной, что приводит к уменьшению коэффициента мощности, КПД двигателя снижается. Например, двигатель мощностью 5 кВт, имеющий КПД

Фазный ток на 1 кВт мощности в зависимости от фазного напряжения и коэффициента мощности

cos φ	Фазный ток I, А при фазном напряжении U, В				tg φ
	220	380	6000	10000	
1	2,62	1,52	0,096	0,0575	0
0,95	2,76	1,6	0,101	0,0605	0,33
0,9	2,91	1,69	0,107	0,064	0,485
0,85	3,08	1,79	0,113	0,068	0,62
0,8	3,28	1,9	0,12	0,072	0,75
0,75	3,5	2,02	0,128	0,077	0,88
0,7	3,75	2,17	0,137	0,0825	1,02
0,65	4,03	2,34	0,148	0,0885	1,17
0,6	4,37	2,53	0,16	0,096	1,33
0,55	4,77	2,76	0,175	0,105	1,52
0,5	5,22	3,04	0,192	0,1155	1,73
0,45	5,83	3,37	0,214	0,1280	1,99
0,4	6,56	3,8	0,24	0,144	2,26

80 % при номинальной загрузке, при загрузке 50 % снижает свой КПД до 55 %. Двигатель мощностью 150 кВт при тех же нагрузках имеет КПД соответственно 90 и 65 %. При загрузке асинхронного двигателя менее 45 % его целесообразно менять на другой двигатель с соответствующей номинальной мощностью. При загрузке более 70 % замена двигателя нецелесообразна. При загрузке 45–70 % требуется проводить экономический расчет целесообразности замены двигателя [23]. Если определить суммарные потери активной мощности электродвигателя и в системе электроснабжения до замены $P_{\Sigma 1}$ и после замены $P_{\Sigma 2}$, и окажется, что $P_{\Sigma 2} < P_{\Sigma 1}$, то замена электродвигателя будет целесообразна. Потери активной мощности можно подсчитать по формуле [17]:

$$P_{\Sigma} = [Q_{\chi} \cdot (1 - K_3^2) + K_3^2 \cdot Q_{\text{д.ном.}}] \cdot K_{\text{и.п.}} + \Delta P_{\chi} + K_3^2 \cdot \Delta P_{\text{а.н.}}, \quad (2.3.2)$$

где: $Q_{\chi} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{д.ном.}} \cdot I_{\chi}$ — реактивная мощность, потребляемая электродвигателем на холостом ходу, кВар; I_{χ} — ток холостого хода электродвигателя, А; $U_{\text{д.ном.}}$ — номинальное напряжение двигателя, В; $K_3 = P/P_{\text{д.ном.}}$ — коэффициент загрузки двигателя; $P_{\text{д.ном.}}$ — номинальная мощность двигателя, кВт; P — средняя мощность загрузки двигателя, кВт; $\Delta P_{\text{а.н.}} = \Delta P_{\chi} / \gamma$ — прирост активной мощности в двигателе при 100 %-ной нагрузке, кВт; $Q_{\text{д.ном.}} = \frac{P_{\text{д.ном.}}}{\eta_{\text{д}}} \cdot \text{tg } \varphi_{\text{ном.}}$ — реактивная мощность двигателя при номинальной нагрузке, кВар; $\eta_{\text{д}}$ — КПД двигателя при полной нагрузке; $\text{tg } \varphi_{\text{ном.}}$ — номинальный коэффициент реактивной мощности двигателя; $K_{\text{и.п.}}$ — коэффициент изменения потерь, кВт/квар; ΔP_{χ} — активные потери холостого хода двигателя, кВт:

$$\Delta P_{\chi} = P_{\text{д.ном.}} \left(\frac{1 - \eta_{\text{д}}}{\eta_{\text{д}}} \right) \cdot \left(\frac{\gamma}{1 + \gamma} \right), \quad (2.3.3)$$

где: $\gamma = \Delta P_{\chi} / \Delta P_{\text{а.н.}}$ — расчетный коэффициент, зависящий от конструкции двигателя, его можно найти из выражения:

$$\gamma = \frac{\Delta P_{\chi} \%}{(1 - \eta_{\text{д}} \%) - \Delta P_{\chi} \%}, \quad (2.3.4)$$

где: $\Delta P_{\chi} \%$ — потери холостого хода активной мощности, потребляемой двигателем при загрузке 100 % (в процентах).

Коэффициент мощности асинхронного двигателя также снижается при неполной нагрузке: при номинальной нагрузке $\cos \varphi = 0,85$, при 50 %-ной нагрузке — 0,74 и при нагрузке 25 % — 0,56. По табл. 2.3.2 [31] можно определить значение $\cos \varphi$ при неполной нагрузке, если известно значение $\cos \varphi$ при номинальной нагрузке.

Повысить КПД двигателя, работающего с неполной нагрузкой, можно путем снижения напряжения питания. Это можно сделать, например, с помощью тиристорного регулятора напряжения. Снижая напряжение питания электродвигателя, уменьшаем потери в стали, повышая тем самым его КПД.

Для двигателей, работающих длительное время с малой нагрузкой, одним из самых простых способов повышения КПД является переключение обмоток с треугольника на звезду. Потери электроэнергии в двигателях при этом уменьшаются примерно в два раза.

Следует избегать длительной работы электродвигателей на холостом ходу.

Во многих случаях экономичные режимы работы электропривода удается получить путем замены одного из двух одинаково мощных двигателей, работающих всегда с недогрузкой, на электродвигатель меньшей мощности. Например, это можно применить на насосах водоснабжения. При изменении нагрузки можно при правильном выборе мощности электродвигателя получить заметную экономию электроэнергии.

В последнее время появились энергоэффективные электродвигатели, имеющие более высокий КПД за счет некоторого изменения отдельных элементов конструкции и применения более качественных сталей и медных обмоток. Потери в таких двигателях на 2÷5 % ниже, они менее чувствительны к колебаниям сети,

меньше шумят, легче в обслуживании и допускают большие термические нагрузки, чем обычные двигатели. Их цена не намного выше, а иногда и такая же, чем у двигателей обычного исполнения. Одна из фирм-производителей таких двигателей — «Brook Crompton Parkinson».

Регулирование скорости асинхронного двигателя можно получить ступенчато и плавно. Ступенчатое регулирование скорости АД можно получить при использовании многоскоростных двигателей путем изменения числа пар полюсов. Чаще всего используются двухскоростные АД.

Плавное регулирование скорости АД можно получить либо путем изменения напряжения его питания, либо путем изменения частоты питающего напряжения. При первом способе скорость АД можно лишь снижать, диапазон регулирования небольшой. При втором способе скорость можно не только снижать, но и увеличивать.

3.2.2. Синхронные электродвигатели

Синхронные электродвигатели. Наряду с асинхронными широко используются также синхронные двигатели (СД). Они имеют более высокий КПД ($96 \div 99 \%$) и перегрузочную способность по сравнению с асинхронными двигателями, и могут генерировать реактивную энергию, повышая тем самым коэффициент мощности в системе электроснабжения. Из-за необходимости возбуждения ротора постоянным током от возбuditеля или выпрямителя, а также из-за сложного пуска СД часто не может конкурировать с асинхронным двигателем. Синхронные двигатели используются там, где их не требуется часто отключать и включать. В основном это мощные компрессоры, работающие в системах сжатия воздуха, на газокomppressorных станциях, а также для привода технологических процессов, требующих постоянной скорости. Мощность СД достигает нескольких десятков МВт. Мощные СД работают, как правило, на напряжениях 6 и 10 кВ.

Наиболее оптимальный режим СД при номинальном токе возбуждения. Полное возбуждение двигателя обеспечивает его более устойчивую работу, чем при недовозбуждении, способствует автоматической стабилизации напряжения, ослаблению механических касаний ротора и пульсации тока при работе СД с поршневыми компрессорами. При этом уменьшаются электрические резонансные явления основной и высших гармонических составляющих напряжения, облегчается работа автоматических устройств по регулированию величины генерируемой в сеть реактивной мощности.

При токе возбуждения ниже номинального компенсирующая способность СД резко снижается. Потери активной мощности СД при перевозбуждении значительно выше, чем при недовозбуждении. Наименьшие потери у СД при $\cos \varphi = 1$.

3.2.3. Электродвигатели постоянного тока

Электродвигатели постоянного тока (ДПТ). Электродвигатели постоянного тока применяются в основном там, где необходимо плавно изменять скорость вращения. Это электроприводы подъемных кранов, транспортных средств, конвейеров, швейных машин и т. д. ДПТ позволяют сохранять постоянный крутящий момент на валу двигателя при изменении скорости вращения. ДПТ имеют мощность от 0,13 до 200 кВт. Недостатком двигателей постоянного тока является наличие щеток, которые усложняют и удорожают эксплуатацию двигателей.

До появления частотно-регулируемых приводов (ЧРП) приводы с электродвигателями постоянного тока были основным видом регулируемого электропривода.

Скорость ДПТ чаще всего регулируется либо путем изменения напряжения питания, либо путем изменения магнитного потока. Второй способ применяется широко, так как это наиболее простой и экономичный способ. Регулируя ток в маломощной цепи обмотки возбуждения, можно изменять скорость вращения двигателя. Первый способ широко используется при высоких требованиях к показателям качества регулирования. При таком способе ДПТ чаще всего питается от тиристорного преобразователя.

3.3. ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Электротермическое оборудование является одним из самых мощных потребителей электроэнергии. Потребление электроэнергии различными электротермическими установками, включая электрообогрев помещений, составляет примерно 15 %. Потребление электроэнергии электротермическими установками на отдельных предприятиях металлургической промышленности составляет до 80 % и выше. Электротермическое оборудование классифицируется по видам нагрева. Наиболее распространенной группой электротермического оборудования являются электрические печи сопротивления (ЭПС).

3.3.1. Электрические печи сопротивления

Электрические печи сопротивления, основанные на выделении в проводниках тепла при прохождении по ним электрического тока, — очень распространенный вид электронагрузки и представляют для энергетиков особый интерес.

Во-первых, технические характеристики ЭПС в процессе эксплуатации могут существенно изменяться

из-за старения электронагревателей и футеровки, также при использовании отличающихся по свойствам материалов в ходе ремонтных работ.

Во-вторых, удельный расход электроэнергии в ЭПС зависит от графика их эксплуатации. Многие печи проектировались в свое время для трехсменных режимов работы в условиях серийного выпуска продукции, а сейчас их используют в других режимах.

В-третьих, появились и стали доступны новые теплоизоляционные и теплостойкие материалы, позволяющие модернизировать ЭПС и сделать их более энергоэффективными.

Целью энергетических обследований ЭПС является определение соответствия технических характеристик их паспортным данным и оценка правильности режимов их эксплуатации. В случае выявления резервов повышения эффективности работы обследованных ЭПС результатом должны быть рекомендации по проведению организационных и технических мероприятий по снижению удельного расхода электроэнергии, а также должен быть подсчитан получаемый экономический эффект и срок окупаемости капитальных затрат.

ЭПС подразделяются на печи периодического действия (садочные) и непрерывного действия (методические). Пример садочной печи показан на рис. 2.3.3 [26]. Это одна из самых распространенных типов ЭПС — камерная печь. Нагреваемые детали загружаются через загрузочное окно на жаропрочный лист (8) в печь, нагреваются от нагревательных элементов (6 и 9) и по окончании технологического процесса выгружаются из печи.

Дверца печи (1) открывается с помощью механизма (2). Для измерения температуры используются термодпары (3), закрепленные на металлическом кожухе (4). Футеровка печи (5) состоит из внутреннего огнеупорного слоя и наружного теплоизоляционного.

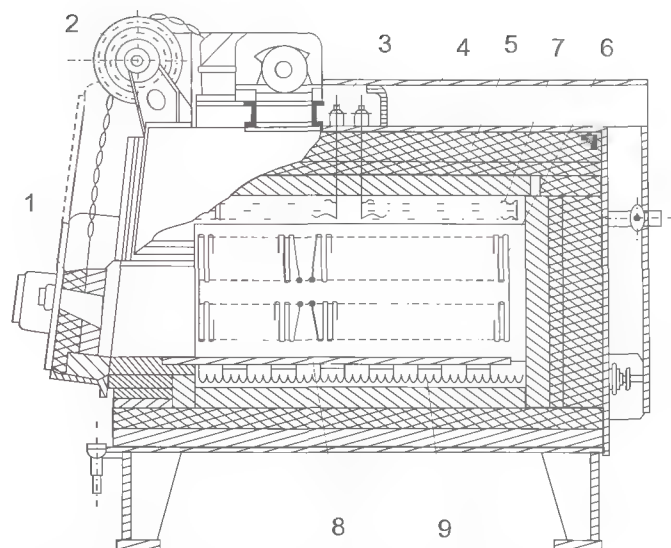


Рис. 2.3.3. Камерная электропечь сопротивления

Садочные ЭПС по типу конструкции бывают камерные, шахтные, колпаковые, элеваторные, тигельные и др.

ЭПС непрерывного действия предназначены для термообработки деталей в серийном типе производства. Их достаточно много по типам конструкций. Для названия типа печи берут за основу тип применяемого механизма для перемещения обрабатываемых деталей через печь. ЭПС непрерывного действия бывают конвейерные, рольганговые, барабанные, толкательные и др.

На рис. 2.3.4 показана конвейерная печь сопротивления [26].

При большой длине рабочего пространства печи ЭПС имеет несколько тепловых зон. Каждая зона имеет независимое электропитание, свою термодпару и регулятор температуры. Чаще всего в ЭПС исполь-

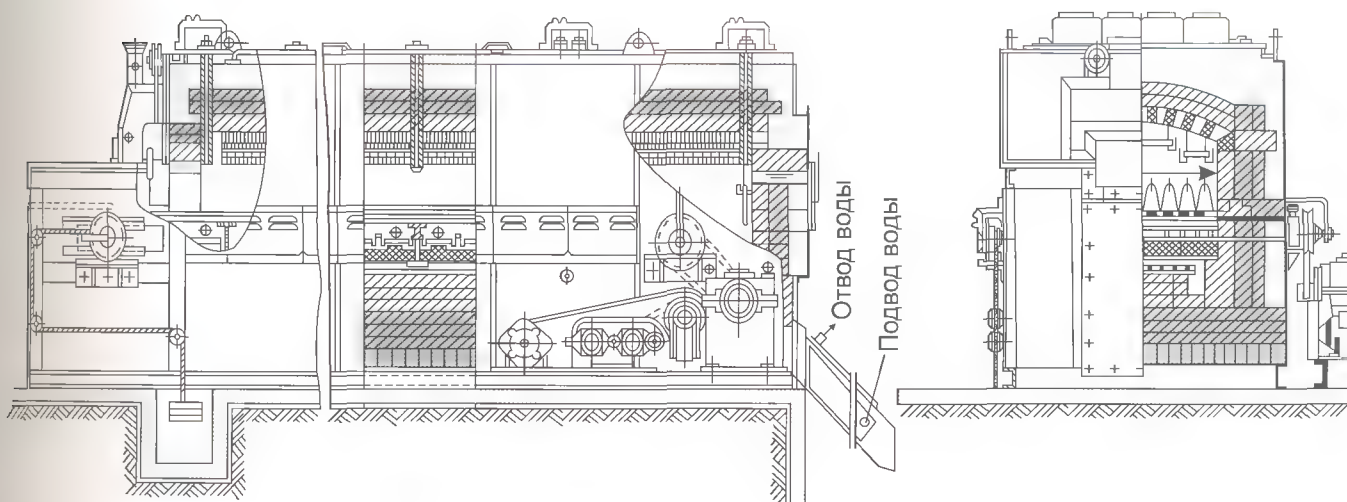


Рис. 2.3.4. Конвейерная печь сопротивления

зуется двухпозиционное регулирование температуры. На уставку регулятора задается рабочая температура зоны нагрева, по достижению этой температуры электронагреватели зоны отключаются, зона начинает остывать, и по достижении температуры нижней границы нечувствительности нагреватели снова включаются.

Оценку технического состояния ЭПС обычно начинают с осмотра печей: плотно ли прилегают дверцы печей, исправны ли тепловые экраны, не нарушены ли уплотнения, удовлетворительно ли качество покраски кожухов.

Всякого рода неплотности и отверстия в футеровке вызывают значительные увеличения тепловых потерь. Загрузочные и разгрузочные отверстия печи без нужды не должны оставаться открытыми, дверцы печи следует хорошо уплотнять. В печах непрерывного действия, у которых загрузочные или разгрузочные отверстия открыты во время работы, нужно следить, чтобы их размеры соответствовали габаритам входящих в печь деталей, и устраивать в этих отверстиях ширмочки, например из асбеста.

При покраске кожуха печи алюминиевой краской тепловые потери снижаются на 2–3 % за счет снижения коэффициента лучеиспускания кожуха печи. Поэтому окраска печи алюминиевой краской должна производиться в обязательном порядке.

При осмотре печей необходимо выявить ЭПС с повышенной температурой кожуха. Быстрее всего это можно сделать с помощью тепловизионного сканера. Определять температуру кожуха удобно с помощью инфракрасного термометра для бесконтактного измерения температуры. Более точно температуру кожуха можно измерить с помощью поверхностной термопары. Температура наружной поверхности кожуха должна быть не выше 30–40 °С при рабочей температуре печи 700–800 °С и не выше 40–50 °С при рабочей температуре 800–1200 °С. Такие температуры кожуха печи обеспечивают хорошие условия для обслуживающего персонала и сравнительно небольшие тепловые потери (не более $300 \div 400 \text{ Вт/м}^2$).

Если поверхность кожуха имеет повышенную температуру, то это свидетельствует о неудовлетворительном состоянии футеровки печи. Иногда во время ремонта футеровки используют имеющиеся в наличии материалы, которые могут отличаться по свойствам от проектных материалов в худшую сторону. Есть даже случаи использования для ремонта футеровки кирпичного боя, когда заменяли кирпичную кладку засыпкой. Происходит это из-за желания сэкономить финансовые средства на капитальный ремонт печи. Однако в дальнейшем приходится платить за повышенный расход электроэнергии. Поэтому не стоит экономить на стоимости тепловой изоляции. Наоборот, по возможности при ремонте ЭПС желательно заменять имеющуюся в них теплоизоляцию более совершенной. В последнее время можно заказать практически любые, самые эффективные теплоизоляцион-

ные материалы. В среднем можно считать, что каждый кубический метр высококачественной теплоизоляции в ЭПС дает от 5000 до 10 000 кВт·ч экономии электроэнергии в год. Стоимость этой сэкономленной за год электроэнергии будет больше стоимости затрат на теплоизоляцию повышенного качества, и последняя окупится менее чем за год.

Не следует стремиться к снижению температур кожуха за счет чрезмерного увеличения толщины футеровки, так как это увеличивает потери электроэнергии на аккумуляцию тепла и увеличивает время разогрева и остывания печи.

Повышение эффективности работы печи иногда можно обеспечить увеличением ее производительности. Это бывает возможно, если есть некоторый запас мощности. Если во второй половине нагрева (для печи периодического действия) в печи происходят частые отключения и период отключенного состояния велик (50–70 % от общего времени), то печь используется недостаточно, и ее производительность может быть увеличена.

Увеличить производительность печи можно с помощью повышения рабочей температуры, изменив уставку терморегулятора. Это возможно при условии, что нагревательные элементы допускают их эксплуатацию при повышенной температуре. При увеличении температуры в печах периодического действия время нагрева уменьшится, а в печах непрерывного действия одновременно с увеличением рабочей температуры печи надо увеличить скорость перемещения изделий в печи. При нагреве массивных изделий температурные перепады при увеличении температуры печи должны быть просчитаны и согласованы с технологами. Конечные температурные перепады могут быть снижены путем уменьшения температурного задания терморегулятора в конце нагрева до первоначального. При этом в печах периодического действия необходимо дважды в течение цикла менять температурные установки терморегулятора. В методических многозонных печах это можно достичь путем установки регулятора в первых зонах на максимально допустимую нагревателями температуру, а в последней зоне — на температуру, заданную технологическим процессом.

Когда производительность печи соответствует ее мощности и она используется полностью, может возникнуть вопрос о целесообразности увеличения мощности печи. Такое увеличение мощности может оказаться эффективным для изделий, не требующих длительной выдержки, т. е. при закалке, нормализации и отпуске, а также при нагреве заготовок под ковку и штамповку. При этом для печей периодического действия увеличение производительности и снижение удельного расхода электроэнергии будут иметь место также за счет сокращения времени разогрева печи.

Мощность печи может быть увеличена путем перерасчета и переделки нагревательных элементов. При этом должны быть проверены также питающие кабели и коммутационная аппаратура. Увеличивать мощ-

ность в ряде случаев удается, так как многие ЭПС имеют недостаточную мощность.

ЭПС чаще всего имеют коэффициент мощности, равный единице. Иногда ЭПС снабжаются понижающими трансформаторами и регулировочными трансформаторами, что приводит к снижению коэффициента мощности.

Мощность отдельных печей колеблется от долей киловатта до нескольких мегаватт. При мощности 20 кВт и выше печи выполняют обычно трехфазными, поэтому ЭПС, как правило, являются симметричными нагрузками.

В ряде случаев ЭПС очень чувствительны к изменениям напряжения. Режим работы ЭПС при снижении напряжения существенно ухудшается, увеличивается длительность технологического процесса и, следовательно, себестоимость продукции. Так, при снижении напряжения питания на 7 % у печи сопротивления для обжига заготовок из цветного металла (мощность печи 675 кВт) продолжительность технологического процесса увеличивается с 3 до 5 часов. А при снижении напряжения питания на 10 % обжиг становится невозможным. Особенно чувствительны к изменениям напряжения высокотемпературные и маломощные ЭПС. В ряде случаев, для того чтобы не допустить массовый брак изделий, приходится питать печи через стабилизаторы напряжения, поддерживаемого с точностью $\pm 1\%$.

Печи сопротивления часто ставятся группами, образуя термические участки и цехи. В этих случаях график их электропотребления почти полностью равномерен, так как время включения и отключения печей и зон каждой печи не совпадают.

Мероприятия по экономии электрической энергии в ЭПС

В результате обследования может быть выявлено, что печь имеет повышенный удельный расход электроэнергии, понизить который можно без больших капитальных затрат, проведя лишь малозатратные и (или) организационные мероприятия, такие как:

- изменение режима работы печи (например, перевод печи с односменной работы на трехсменную работу и т. п.);
- увеличение производительности печи путем повышения ее рабочей температуры;
- своевременное проведение ремонтных работ (замена нагревательных элементов, футеровки, уплотнений, покраска кожуха печи алюминиевой краской и др.);
- правильная эксплуатация печи (следить за тем, чтобы загрузочные и разгрузочные отверстия не были открыты без нужды, чтобы нагреваемые изделия были правильно уложены в печь при загрузке и т. д.).

К среднезатратным мероприятиям, позволяющим снизить удельный расход электроэнергии, относятся следующие:

- замена имеющейся на печи теплоизоляции на более эффективную;
- увеличение мощности печи заменой имеющихся нагревательных элементов более мощными нагревателями с одновременной заменой (при необходимости) питающих кабелей и коммутационной аппаратуры;
- использование тепла остывающих изделий на предварительный подогрев других изделий перед их загрузкой в печь;
- уменьшение времени загрузки-выгрузки за счет совершенствования или замены соответствующих механизмов печи.

К высокзатратным мероприятиям относятся:

- замена печи периодического действия на печь непрерывного действия (при серийном производстве), или наоборот, когда серийное производство превратилось фактически в индивидуальное;
- замена печи с большим временем разогрева на печь, выполненную из более совершенных теплоизоляционных материалов и имеющую меньшие потери энергии на аккумуляцию тепла и время разогрева (особенно эффективно это мероприятие, когда от серийного производства переходят к индивидуальному, и вместо печи непрерывного действия необходимо установить печь периодического действия).

3.3.2. Дуговые электропечи

Дуговые печи основаны на выделении тепла в электрической дуге. Они являются одними из самых мощных электроприемников, мощность одной печи может достигать 100 МВт. Высокая концентрация энергии в дуге позволяет получать высокие скорости нагрева и температуры. Дуга может гореть как в обычной атмосфере, так и в парах металла в вакууме. Наибольшее применение в промышленности получили дуговые сталеплавильные печи (ДСП). Они используются не только в металлургии, но также и в других отраслях, например на машиностроительных и автомобильных заводах. Чаще всего ДСП используют для переплавки отходов черных металлов.

подавляющее число ДСП выполняются трехфазными с тремя электродами. Питаются печи через понижающие трансформаторы, установленные в непосредственной близости от печи. Электрические токи достигают десятков тысяч ампер. Схема короткой сети оказывает сильное влияние на КПД и коэффициент мощности печи. На рис. 2.3.5 показан схематический чертеж дуговой печи [25].

Примерный график мощности и напряжения ДСП за плавку [25] показан на рис. 2.3.6. В основном все ДСП для производства стали используют вторичное сырье из стального лома. Лом загружается краном в открытую ДСП в специальных корзинах с открывающимся днищем. После загрузки шихты в ДСП свод устанавливается на место, закрывая сверху рабочее пространство печи. Затем подается электропитание на три графитовых электрода, электроды касаются поверхности загруженного в печь металла (шихты), возникает короткое межфазное замыкание, после чего, по сигналу автоматического регулятора, электроды поднимаются и загораются электрические дуги. Начинается процесс расплавления металла, который происходит при максимальной мощности (см. рис. 2.3.6).

В период расплавления часто случаются короткие замыкания из-за обвала шихты и при частых зажиганиях дуг. Количество коротких замыканий составляет десятки, а иногда и сотни за плавку. Наиболее часто происходят однофазные короткие замыкания при горящих в остальных фазах дугах. Токи короткого замыкания ограничиваются печным трансформатором и

дополнительным реактором до значения в $2,5 \div 3,5$ раза больше номинального тока. Реактор часто устанавливается в одном баке с трансформатором.

Наибольший ток короткого замыкания имеет место при коротком замыкании в двух фазах и горячей дуге в третьей фазе. При этом ток короткого замыкания может быть на 15 % больше тока симметричного короткого замыкания. Ток короткого замыкания в контуре печи вызывает кратковременные падения напряжения на шинах печной подстанции.

К печным трансформаторам предъявляются особые требования. Они должны иметь повышенную механическую прочность и перегрузочную способность. Все трансформаторы оборудованы переключателями ступеней напряжения без нагрузки (если мощность трансформатора до 10 МВА) или под нагрузкой при более высокой мощности. Количество ступеней напряжения — от 12 до 23.

Дуга является нелинейной электрической нагрузкой и вызывает появление высших гармонических составляющих напряжения и тока в питающей сети. Особенно сильно влияют высшие гармоники на кон-

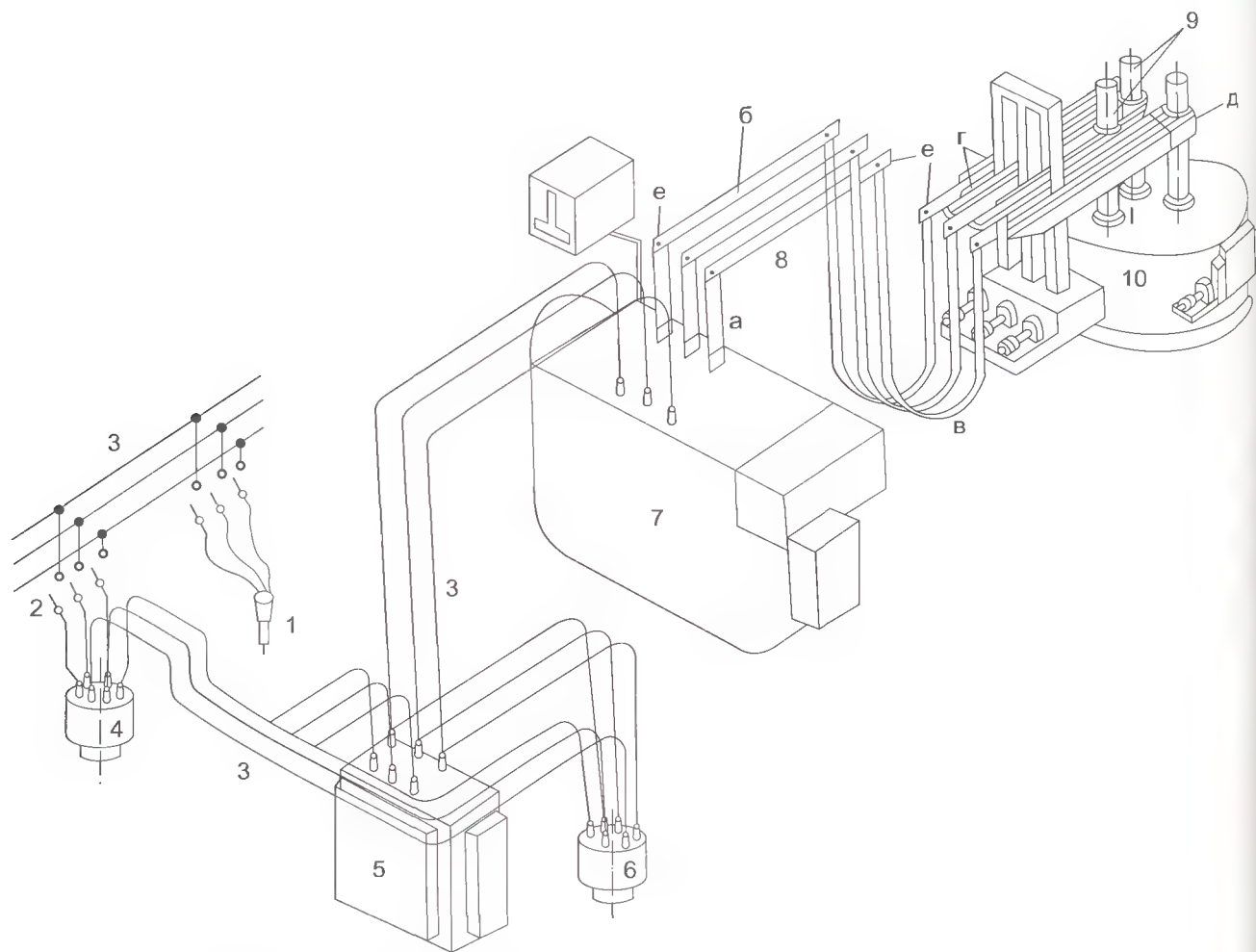


Рис. 2.3.5. Схематический чертеж дуговой сталеплавильной печи

1 — кабель ввода; 2 — разъединитель; 3 — шины высокого напряжения; 4 — высоковольтный выключатель; 5 — дроссель; 6 — выключатель, шунтирующий дроссель; 7 — печной трансформатор; 8 — короткая сеть: а) — компенсаторы; б) — пакет шин; в) — гибкие кабели; г) — трубошины на печи; д) — электрододержатели; е) — контактные соединения; 9 — электроды; 10 — печь

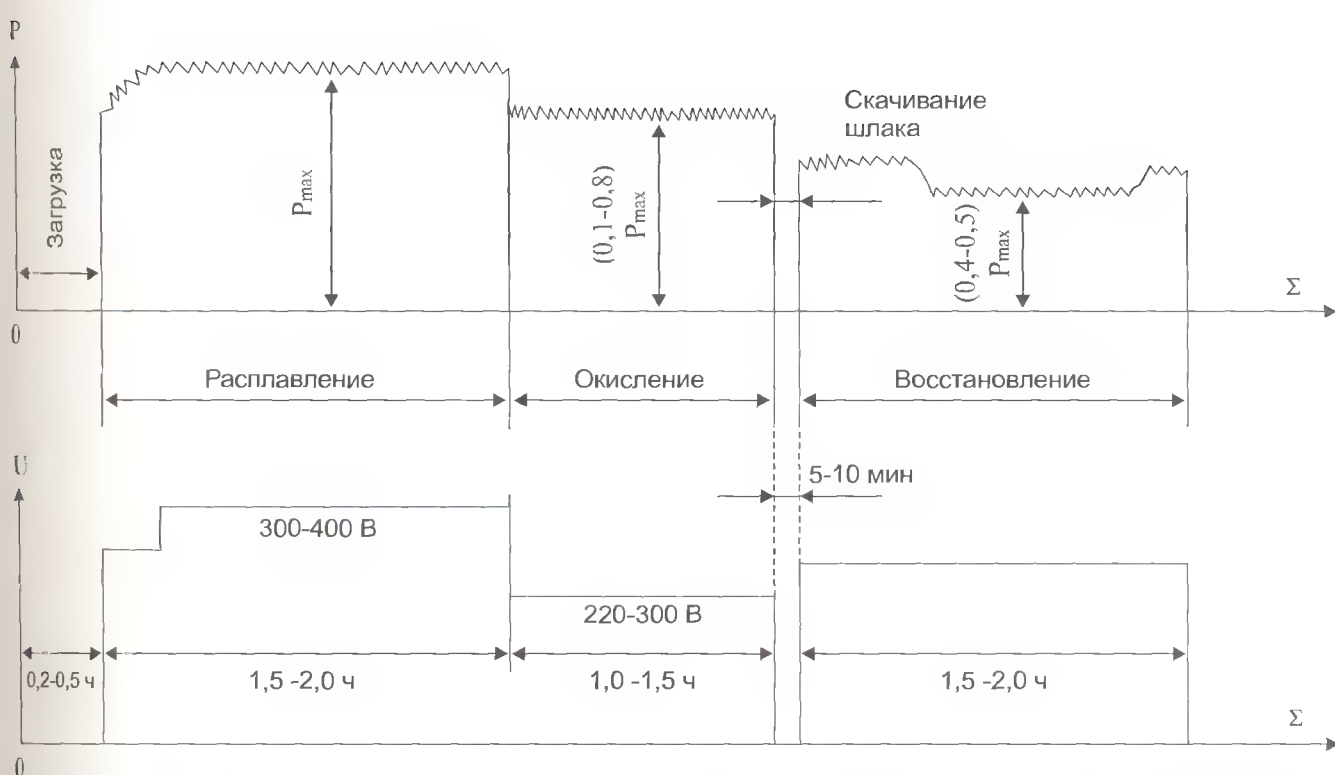


Рис. 2.3.6. Примерный график мощности и напряжения печи за плавку при выплавке стали основным процессом с полным окислением

денсаторные батареи, вызывая их перегрев и выход из строя.

Чтобы избежать воздействий колебаний нагрузки на другие потребители, ДСП должны питаться от мощных систем, а величина печной нагрузки не должна превышать 40 % мощности питающей подстанции. Широко применяется выделение печных подстанций на самостоятельное питание, связанное с другими потребителями лишь на напряжении 110 или 220 кВ. В этом случае качество электроэнергии у других потребителей удастся удержать в допустимых пределах. При питании от маломощных печных станций печная нагрузка не должна превышать 25 % их мощности. Можно также применять фильтры высших гармоник.

ДСП допускают кратковременные перерывы питания, но при длительных отключениях без опорожнения печи последняя может выйти из строя. Эксплуатация крупных печей на металлургических заводах обычно осуществляется в три смены. В случае необходимости ДСП можно использовать в качестве суточного регулятора потребления электроэнергии.

Одна печь не может создать равномерной нагрузки, так как имеются периоды отключенного состояния печи (при загрузке печи, при разливке металла, скачивании шлака и т. д.), но уже при двух и более печах можно создать более равномерный график нагрузки.

Коэффициент мощности ДСП обычно составляет $0,87 \div 0,9$. Электроснабжение ДСП осуществляется по второй категории надежности. Питание печной подстанции осуществляется от ГПП на напряжении $3 \div 10$

и 35 кВ, что требует дополнительной трансформации на ГПП, питаемых от линий 110 и 220 кВ.

Рабочие характеристики дуговой печи представлены на рис. 2.3.7 [26].

Удельный расход электроэнергии ДСП на 1 т выплавляемой стали зависит от выбора режима работы: от тока и ступени напряжения трансформатора. На удельный расход также влияют технологические факторы: качество состава шихты, умение правильно уложить шихту в загрузочную корзину, состояние футеровки, электродов, от умения персонала быстро погрузить шихту, вылить металл в ковш и др. Но решающим фактором, влияющим на удельный расход электроэнергии, является правильный выбор электрического режима печи. Регулировать электрический режим можно путем изменения либо питающего напряжения, либо длины, а следовательно, и токов дуг.

Режим максимальной производительности печи имеет место при большем токе дуги, чем оптимальный энергетический режим (режим с минимальным удельным расходом электроэнергии). Оптимальным режимом является такой режим, при котором себестоимость металла наименьшая. Себестоимость 1 т стали зависит от трех составляющих. Первая удельная составляющая (удельная стоимость шихты и легирующих металлов) постоянна и не зависит от производительности печи. Вторая удельная составляющая, например, амортизационные отчисления и часть зарплаты, обратно пропорциональна производительности печи. И третья удельная составляющая пропорциональна

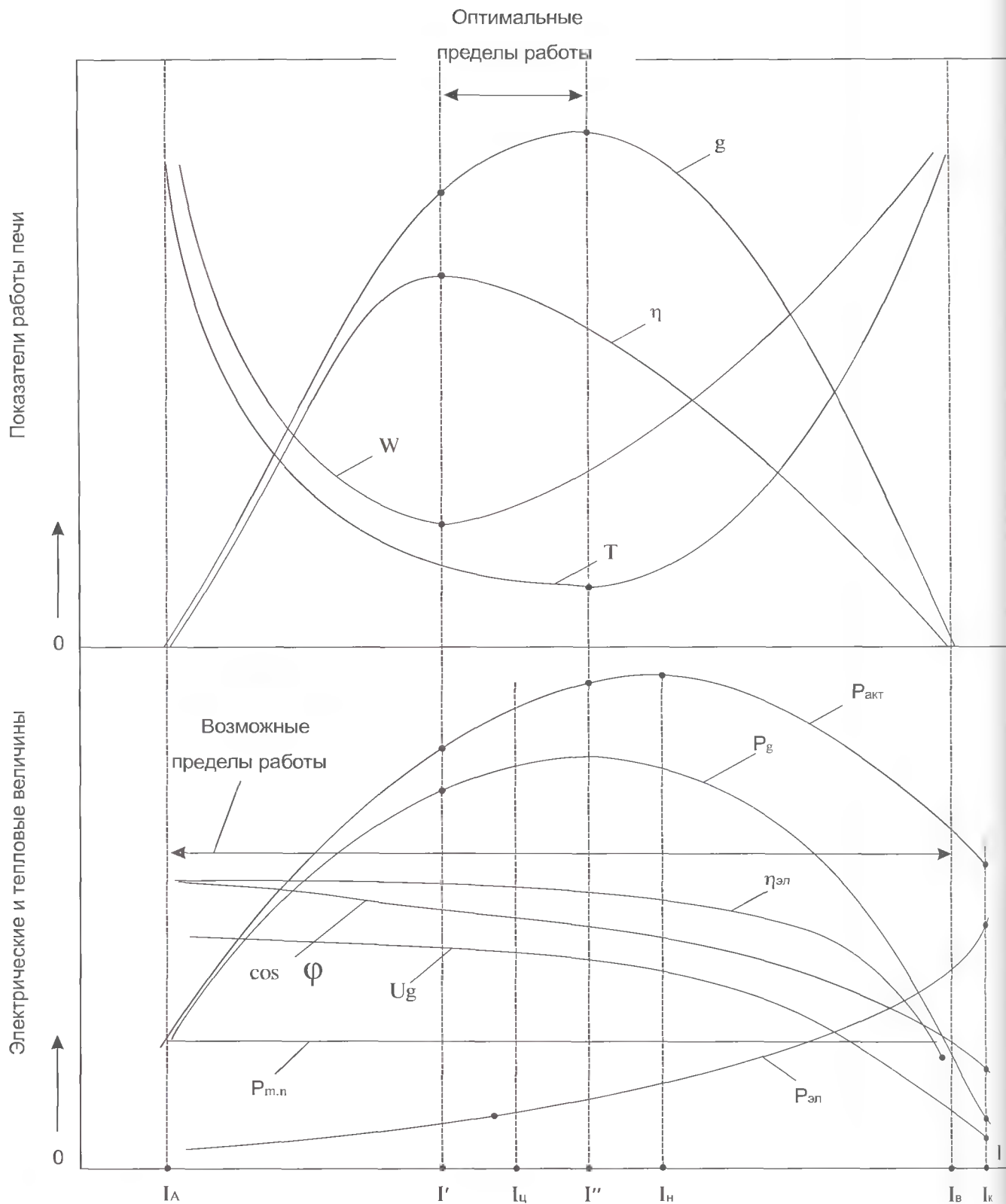


Рис. 2.3.7. Рабочие и электрические характеристики дуговой печи

удельному расходу электроэнергии. Таким образом, режим с минимальной себестоимостью 1 т стали будет находиться между оптимальным энергетическим режимом и режимом максимальной производительности. Найти оптимальный режим можно по электрическим

и рабочим характеристикам печи, порядок построения которых описан в книге А. Д. Свенчанского [25].

Если стоит задача углубленного обследования конкретной дуговой печи, то рекомендуется составление энергетического баланса, который даст полную



Рис. 2.3.8. Структура прихода энергии в ДСП

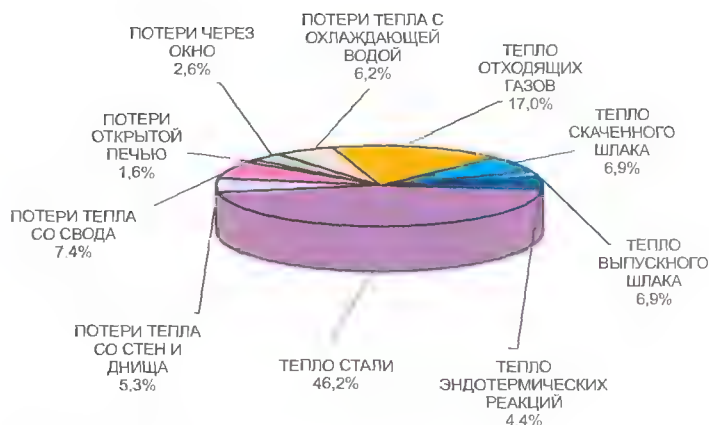


Рис. 2.3.9. Структура расхода энергии в ДСП

энергетическую картину и позволит определить мероприятия по повышению эффективности работы ДСП.

Энергетический баланс состоит из приходных и расходных частей, взятых за время одной плавки.

Приход энергии:

Q_1 — тепло, вносимое в печь электроэнергией, определяется по показаниям счетчиков активной энергии, установленных на печи;

Q_2 — теплосодержание продуктов, вводимых в печь за плавку: скрапа, кокса, руды, легирующих добавок и других материалов. Эта составляющая для печей, работающих на твердой завалке, мала, и ею можно пренебречь. При жидкой завалке эта составляющая может быть основной приходной статьи баланса. Рассчитать ее можно по объему жидкой завалки (часть объема ковша), ее температуре и физическим параметрам;

Q_3 — теплота экзотермических реакций, которая определяется только металлургическим расчетом. Приблизительно ее можно взять из литературных данных аналогичных технологических процессов. Эта теплота при использовании во время плавки ввода кислорода может составлять до 30÷40 % от общего прихода тепла и от 8 до 12 % без ввода кислорода;

Q_4 — теплота от окисления электродов, которую можно определить, взвешивая или обмеряя электроды в начале и в конце плавки. При сгорании 12 кг графита выделяется 33 500 кДж. Если угар электродов за плавку равен $G_{эл}$, то $Q_4 = 0,6 \cdot 33500 \cdot G_{эл}$.

Коэффициент 0,6 учитывает, что часть тепла от сгорания электродов теряется вне печи. Значение Q_4 составляет от 2 до 4 % от общего прихода тепла.

Расход энергии:

Q'_1 — тепло продуктов плавки, находится путем подсчета теплосодержания выливаемых из печи металла и шлака. Температура измеряется прибором, взвешивается масса слитков и шлака после остыва-

ния. Тепло продуктов плавки составляет 50÷65 % от общего расхода тепла, из них 7÷10 % приходится на долю шлака;

Q'_2 — тепло эндотермических реакций, его определяют расчетным путем или по литературным данным. Это тепло составляет 4÷8 % от общего расхода тепла;

Q'_3 — все виды тепловых потерь печи. В них входят потери через футеровку свода, стен и подины. Потери через футеровку находятся расчетным путем, более точно их можно рассчитать, если измерить температуры внутри печи и на поверхности ее кожуха. Все виды тепловых потерь печи составляют 25÷35 % от общего расхода тепла, из них 12 % приходится на долю потерь через футеровку.

Тепловые потери излучением через открытые дверки печи составляют 2,5÷3,0 % (дверки открыты 20÷40 % времени плавки). Потери тепла открытой для загрузки печью составляют 1,5÷3,0 %.

Потери тепла с выходящими из печи газами подсчитать сложно, это надо делать на основании анализа химических реакций, в результате которых образуются эти газы. Обычно эти потери составляют 2÷4 %, но при вводе в печь кислорода они могут достигать 15÷20 % от общего расхода тепла.

Потери с охлаждающей водой Q'_4 легко определить на печи, измеряя расход воды и ее температуру на входе и выходе. Температура воды на выходе не должна быть выше 40÷45 °С, чтобы избежать отложения накипи в системе охлаждения. Потери тепла с охлаждающей водой могут достигать 3÷7 % от общего расхода тепла.

Электрические потери обычно составляют 8÷10 % от общего расхода тепла.

Структурные диаграммы типичного прихода и расхода энергии в ДСП показаны на рис. 2.3.8 и 2.3.9.

Основной приход энергии в печь приходится на тепло, выделяемое в дугах (60 %), и тепло от экзотермических реакций (37 %).

Основная доля расхода тепла приходится на тепло стали (46,2 %) и тепло, уходящее с печными газами (17 %). Суммарные потери тепла со стен, днища и свода составляют 12,7 %.

Мероприятия по экономии электроэнергии в ДСП

1. Содержание печи и всего оборудования (особенно автоматического регулятора режима работы ДСП) в исправном техническом состоянии. Соблюдение графика ППР.
2. Правильный выбор электрического режима работы печи: ступени напряжения трансформатора и тока дуги.
3. Сокращение простоев печи, минимальное время нахождения ДСП с открытым при загрузке сводом.
4. Оптимальная укладка шихты в загрузочную корзину, подбор шихты по составу и размерам.
5. Периодическая проверка инфракрасным термометром состояния контактных соединений.
6. Использование материалов высокого качества для футеровки печи и электродов.
7. Повышение коэффициента мощности и качества электроэнергии путем использования конденсаторных батарей и фильтров высших гармонических составляющих.

3.3.3. Индукционные печи

Индукционные печи (установки индукционного нагрева) основаны на выделении тепла при взаимодействии переменного электромагнитного поля с проводящими электрический ток материалами (металлы, графит и др.). Переменная электромагнитная волна, проникая в тело проводника, индуцирует в нем токи Фуко, которые и вызывают в теле нагрев. В связи с тем, что источники тепла находятся внутри тела, нагрев можно производить за минимальное время, подбирая соответствующим образом частоту электромагнитной волны. При достаточно больших частотах источники тепла сосредоточатся на поверхности, и нагрев будет «поверхностный». И наоборот, при сравнительно малой частоте электромагнитного поля проводник будет нагреваться по всей глубине. Такой нагрев называется «сквозной».

Установки индукционного нагрева малоинерционны. В отличие от печей сопротивления они обладают малой аккумулирующей способностью и во многих случаях могут сразу, без предварительного нагрева, вступать в работу. Это большое преимущество перед печами сопротивления при односменной работе. Однако применение установок индукционного нагрева ограничено формой нагреваемого изделия: при сложных формах изделий трудно, а порой и невозможно проводить их нагрев индукционным способом.

Установки индукционного нагрева подразделяются на установки промышленной частоты (50 Гц в России), средней частоты (от 50 до 10 000 Гц) и установ-

ки высокой частоты (>10 000 Гц). Установки средней частоты требуют для питания использование преобразователя частоты. Это может быть либо электронный преобразователь частоты, либо статический преобразователь частоты, выполненный на тиристорах. Для согласования напряжения преобразователя с требуемым напряжением индуктора часто используют специальные трансформаторы, предназначенные для работы на повышенной частоте. Эти трансформаторы имеют водяное или воздушное охлаждение. Сами индукционные установки также требуют принудительного охлаждения. Все это приводит к тепловым потерям и снижает КПД нагрева.

Установки высокочастотного нагрева в промышленности применяются реже установок промышленной и средней частоты, поэтому в настоящем пособии они не рассматриваются.

В промышленности, особенно в металлургии, нашли широкое применение индукционные плавильные печи. По конструкции они подразделяются на канальные и тигельные.

Канальные печи (см. рис. 2.3.10) по конструкции и схеме замещения аналогичны силовому трансформатору, у которого индуктор является первичной обмоткой, а в качестве вторичной обмотки выступает одновиток расплавленного металла (1), находящегося в канале (3) из огнеупорного материала (2). Также, как и у трансформатора, имеется магнитопровод, выполненный из трансформаторной стали (5). Футеровка (2) защищает индуктор (4) от расплавленного металла. Индуктор выполняется из меди (чаще из труб) и имеет интенсивное принудительное охлаждение. Металл нагревается в канале и под действием электромагнитных сил выбрасывается в ванну (1), где находится расплавленный металл. Для электропитания канальных печей используют промышленную частоту.

Тигельные печи (см. рис. 2.3.11) состоят из индуктора, который охватывает тигель, выполненный из огнеупорного материала. Для снижения потерь энергии на рассеяние магнитного потока вокруг индуктора устанавливаются пакеты из трансформаторной стали. На индуктор подается переменное напряжение промышленной, средней или высокой частоты. Переменная электромагнитная волна попадает в металл, находящийся в тигле, нагревает, расплавляет и доводит металл до нужной температуры.

Необходимым условием экономичной работы тигельной печи промышленной частоты является неполный слив металла, оставляя «болото» — не менее 25÷30 % жидкого металла. Это объясняется тем, что при неполном сливе металла при одном и том же напряжении мощность, потребляемая печью, будет выше, чем при начальной стадии плавки одной мелкой шихты. А наиболее рациональным режимом эксплуатации таких печей является режим с частыми отборами металла небольшими порциями по 20÷30 % от емкости тигля. При этом после каждого слива добавлять соответствующую порцию шихты.

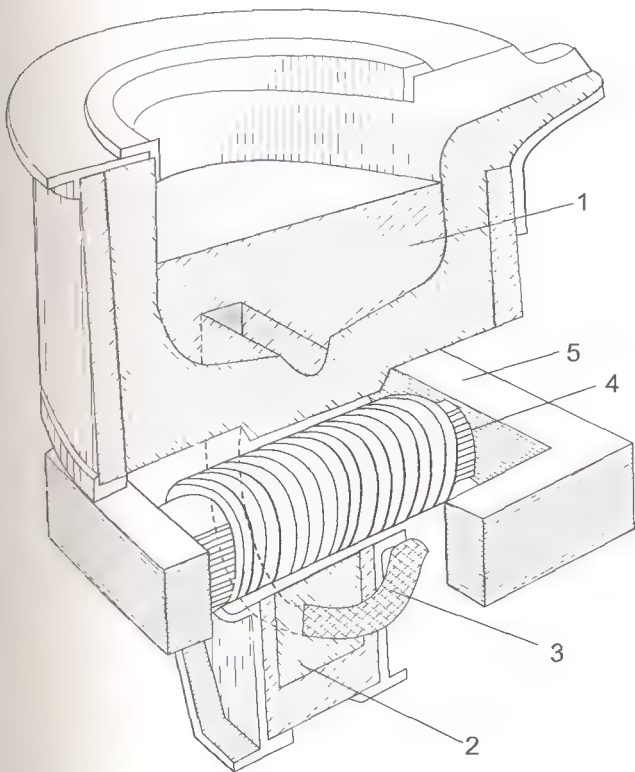


Рис. 2.3.10. Канальная печь:

1 — расплавленный металл; 2 — футеровка; 3 — канал; 4 — индуктор; 5 — магнитопровод

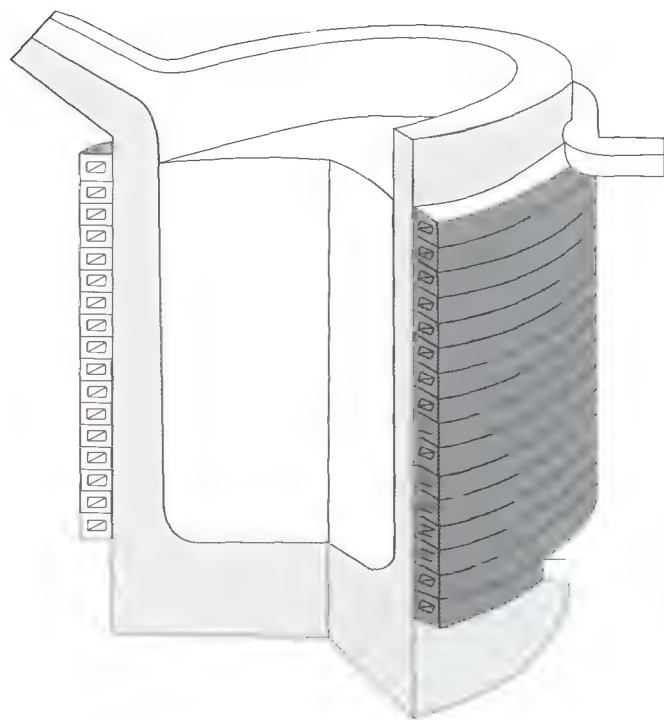


Рис. 2.3.11. Тигельная индукционная печь

В печах средней частоты обычно металл сливается полностью. Производительность печи существенно зависит от укладки шихты в тигле.

Мероприятия по экономии электроэнергии в индукционных печах.

1. Правильная эксплуатация печи, поддержание футеровки и электрооборудования в хорошем состоянии, соблюдение графика ППР.
2. Поддержание высоких значений коэффициента мощности.
3. Поддержание оптимального уровня «болота» при сливе металла.
4. Организация круглосуточной эксплуатации печей взамен одно- или двухсменной работы печей.
5. Снижение до минимально необходимых значений времени простоя печи.
6. Замена малоэффективных, морально и физически изношенных печей на современные печи с более высоким КПД.

3.3.4. Электроотопление

Электроотопление с непосредственной трансформацией электрической энергии в тепловую или с помощью тепловых насосов согласно СНиП 2.04.05-91 допускается применять при технико-экономическом обосновании. Электроотопление можно применять для местного отопления в неотапливаемых зданиях

для поддержания температуры воздуха, соответствующей технологическим требованиям в отдельных помещениях и зонах, а также на временных рабочих местах при наладке и ремонте оборудования.

Для электроотопления используются:

- электрокалориферы;
- инфракрасные обогреватели;
- электродные бойлеры;
- электрические масляные радиаторы и др.

Традиционные конвективные обогреватели, например масляные радиаторы, расходуют много тепла, теплоинерционны.

Использование инфракрасных нагревателей позволяет осуществлять нагрев не воздуха, а стен и пола. Воздух, соприкасаясь с нагретыми поверхностями, нагревается. В результате получается равномерный прогрев воздуха по вертикали с очень малым перепадом температур по вертикали, и под потолком не скапливается бесполезно нагретый воздух, как при обычном отоплении. Человек, находящийся в таком помещении, ощущает тепло от инфракрасных нагревателей даже когда помещение еще не прогрелось. Использование инфракрасных нагревателей позволяет снизить прогрев помещения на $2 \div 3$ °C без ущерба для ощущения комфортности, следовательно, сэкономить электроэнергию.

ООО «Компания «Технологические системы и технологии Лтд» занимается разработкой и распро-

Длинноволновые потолочные обогреватели «ЭкоЛайн»

Модель	Мощность, Вт	Напр., В	Ток, А	Размеры, мм	Вес, кг	Миним. высота подвеса, м	Цена, у. е.**	Отапливаемая площадь*, м ²	
								Д	О
ЭЛК 06R	600	220	2,7	1000/160/40	3,9	2,5	104	12	6
ЭЛК 10R	1000	220	4,6	1500/160/40	4,7	2,7	138	20	10
ЭЛК10Rm	1330	220	6,1	1500/160/40	4,7	2,7	148	26	13
ЭЛ 20R	2000	220	9	1500/285/53	11	3,5	228	40	20
ЭЛ 30R	3000	380	4,6	1500/451/53	15	3,5	307	60	30
ЭЛ 40R	4000	380	6,1	1500/451/53	15	3,5	334	80	40

* Данные, приведенные в таблице, имеют усредненную величину, поэтому для каждого конкретного случая требуется теплотехнический расчет. Д — обогреватели используются как дополнительное отопление; О — обогреватели используются в качестве основного отопления.

** Стоимость указана ориентировочно.

странением энергосберегающей технологии «ЭкоЛайн» на базе длинноволновых инфракрасных обогревателей. Эти нагреватели в качестве источника нагрева используют ТЭНы, укрепленные в корпусе. Обогреватель крепится под потолком, имеет современный дизайн. Отсутствие продуктов сгорания и водяного пара делает нагреватель экологически чистым, не требуется дополнительная вентиляция. Технические характеристики нагревателей «ЭкоЛайн» приводятся в табл. 2.3.3.

Получить дополнительную информацию о нагревателях и сделать заказ можно по телефону: (495) 924-71-61; факсу: (495) 924-54-88; E-mail: sviridov@stk.mmtel.ru.

торов, специальных источников питания постоянного и переменного тока и от машинных источников питания. Для ручной сварки выпускаются сварочные агрегаты постоянного тока и выпрямители, сварочные трансформаторы для сварки на переменном токе. Их технические характеристики можно найти в книге «Электротехнологические промышленные установки» [29]. Значения токов холостого хода сварочных трансформаторов приведены в табл. 2.3.4.

Для дуговой сварки применяются источники постоянного и переменного тока. С источниками постоянного тока с целью получения стабильной дуги часто используются балластные реостаты. В этих реостатах теряется значительная часть электроэнергии, выделяемая в виде тепла, поэтому замена сварки постоянного

3.4. ЭЛЕКТРОСВАРКА

Электросварка применяется практически на всех промышленных предприятиях, особенно широко она применяется на машиностроительных заводах, в автомобилестроении, в строительстве. Наибольшее распространение получила дуговая электросварка.

3.4.1. Дуговая электросварка

Дуговая сварка — это способ соединения металлов посредством тепла электрической дуги, горячей между свариваемым металлом и электродом.

Дуговая сварка бывает ручная, полуавтоматическая и автоматическая. Электропитание сварочных аппаратов осуществляется от сварочных трансформа-

Таблица 2.3
Значения токов холостого хода сварочных трансформаторов

Мощность трансформатора, кВт	Относительное значение тока холостого хода, %
до 5	10–20
от 5 до 100	7,5–10
от 100 до 1000	6–8
свыше 1000	2,5–6

тока на сварку переменным током дает возможность снизить расход электроэнергии.

По назначению источники сварочного тока подразделяются на однопостовые и многопостовые. Однопостовые источники имеют чаще всего небольшую мощность, достаточную для питания одного сварочного агрегата. Многопостовые источники имеют мощность, достаточную для одновременного питания нескольких сварочных агрегатов. Такие источники при снижении объема производства часто недоиспользуются, что приводит к повышенным потерям по сравнению с однопостовыми источниками питания.

3.4.2. Контактная сварка

При контактной сварке свариваемые детали зажимаются с усилием между двух электродов, и через место соприкосновения пропускается электрический ток. Ток интенсивно разогревает детали в месте их соприкосновения (контакта). Таким способом можно сваривать листовые материалы и детали. Способ очень экономичен, так как тепло выделяется концентрированно в месте контакта. Время сварки колеблется от тысячных долей секунды (для очень тонких листов из цветных металлов) до нескольких секунд. Контактная сварка может быть на переменном и постоянном токе, однако почти всегда для этого вида сварки используется переменный ток. Обусловлено это тем, что ток при сварке достигает несколько тысяч ампер и может быть легко получен с помощью трансформатора. Источники постоянного тока для этих целей гораздо дороже.

Основными разновидностями контактной сварки (см. рис. 2.3.12) являются:

- стыковая (две массивные детали свариваются в месте стыка);
- точечная (сварка листовых материалов);
- роликовая (электроды выполнены в виде роликов) для сварки листовых материалов.

Машины для различных видов контактной сварки имеют мощность от 10 до 750 кВт [29].

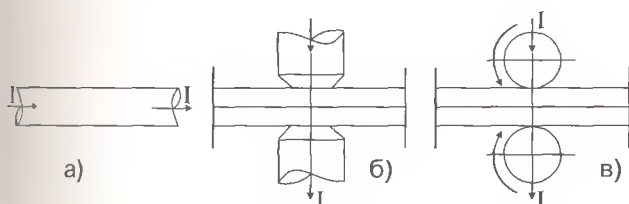


Рис. 2.3.12. Основные разновидности контактной сварки

а) — стыковая; б) — точечная; в) — роликовая;

I — направление сварочного тока

Удельные расходы электроэнергии при сварке

Род тока и способ сварки	Удельный расход электроэнергии, кВт · ч/кг
Переменный ток	
Ручная дуговая сварка:	
• однофазная схема	3,5–3,8
• трехфазная схема	2,65–3,0
Автоматическая и полуавтоматическая сварка под флюсом	2,8–3,5
Электрошлаковая сварка	1,8–2,4
Постоянный ток	
Ручная дуговая сварка:	
• однопостовая	5,0–6,5
• многопостовая	8,0–9,0
Автоматическая и полуавтоматическая сварка:	
• под флюсом	4,2–6,0
• в среде углекислого газа	2,2–3,2

Удельные расходы электроэнергии при различных способах сварки представлены в табл. 2.3.5.

3.4.3. Мероприятия по энергосбережению при электросварке

1. Увеличение плотности тока дуги позволит снизить расход электроэнергии на 30÷40 %.
2. Замена ручной дуговой сварки на электроконтактную снизит расход электроэнергии в 2÷2,6 раза.
3. Замена сварки на постоянном токе на сварку на переменном токе позволит снизить расход электроэнергии в 1,5 раза.
4. Замена ручной дуговой сварки на контактную шовную уменьшит расход электроэнергии на 15 %.
5. Замена ручной дуговой сварки механизированной или полуавтоматической под слоем флюса обеспечит снижение удельного расхода электроэнергии на 1 кг электродов на 0,17 кВт·ч/кг.
6. Замена электродной проволоки на порошковую снизит удельный расход электроэнергии на 8÷12 % и увеличит производительность на 10÷15 %.
7. Внедрение ограничителей холостого хода сварочных машин дает экономию 15÷20 %. Подсчитать экономию электроэнергии поможет табл. 2.3.4.

3.5. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЦЕЛИ

При проведении энергетических обследований труднее всего дать мероприятия по экономии ТЭР, используемых для проведения технологических процессов. Как правило, только технологи и специалисты, обслуживающие технологическое оборудование, могут предложить энергосберегающие мероприятия в технологии. Кроме того, работники обследуемого предприятия обычно скептически относятся к энергоаудиторам, пытающимся что-либо найти в технологии. В то же время именно в технологии можно найти наиболее эффективные энергосберегающие мероприятия. Чаще всего это можно сделать при активной поддержке и помощи со стороны опытных работников обследуемого предприятия. Но если их спрашивать напрямую о том, что можно предложить для энергосбережения в технологии, то в большинстве случаев ответа на вопрос вы не получите, даже если работники знают ответ. Обычно опытные работники опасаются того, что именно им и придется заниматься внедрением предложенных мероприятий. А им это надо? Лучше сделать предварительный анализ энергопотребления, рассчитать и проанализировать удельные расходы ТЭР за последние 2–3 года. Для этого можно воспользоваться методом, описанным в параграфе 1.3, применив его к отдельным, наиболее крупным технологическим потребителям электроэнергии. Кроме того, постараться в литературных источниках найти нормы расхода ТЭР на технологические процессы. Удельные расходы на наиболее распространенные технологические процессы можно найти в табл. 2.3.6 [32, 33]. И если энергоаудитор в результате выясняет, что:

при примерно одинаковых условиях (времени года, объеме производства и пр.) получались разные удельные расходы электроэнергии, удельные расходы электроэнергии на обследуемой технологической установке сильно отличаются в худшую сторону либо от норм удельных расходов, приведенных в литературных источниках, либо от удельных расходов аналогичных установок, используемых как на обследуемом предприятии, так и на других предприятиях, то и вопрос к работникам предприятия формулируется уже иначе: например, почему на одной и той же технологической установке, при одних и тех же условиях получались разные расходы электроэнергии? И работники, чтобы не показаться некомпетентными, вам могут уже назвать причину повышенного расхода электроэнергии. Например, сырье для технологического процесса было взято из другого региона. Отсюда и предложение: перейти на другое сырье.

Или ваш вопрос звучит, например, так: почему двух установок разного типа, работающих на данном предприятии так сильно отличаются удельные расходы ТЭР? В ответ можно, например, услышать, что установка с высоким удельным расходом ТЭР морально устарела, имеет низкую производительность и часто выходит из строя. В другой установке имеются усовершенствования, обеспечивающие большую производительность и надежность. Вы делаете экономический расчет и, в случае приемлемого срока окупаемости, предлагаете заменить морально устаревшую установку на более эффективную.

Эффективные мероприятия по экономии электроэнергии можно также найти, если энергоаудитору-электрику работать в тесном контакте с энергоаудитором других направлений. Если, например, выясняется, что при существенном уменьшении объема выпускаемой продукции потребление сжатого воздуха не снизилось, то, снижая выработку сжатого воздуха, можно одновременно получить и снижение расхода электроэнергии.

Таблица 2.3

Удельный расход электроэнергии
на некоторые распространенные
технологические процессы

Вид продукции	Единица измерения продукции	Расход электроэнергии на ед. продукции, кВт × ч
1	2	3
Черная металлургия		
Коксохимическое производство в среднем по отрасли	т	24,2
Чугун (доменное производство)	т	8,4–9,9
Чугун, выплавленный в электро-домне	т	2100–3000
Доменное дутье	1000 м ³	4,7–4,8
Сталь мартеновская	т	8,5–9,2
Кислород	м ³	0,7–0,9
Производство стали в дуговых печах в среднем по отрасли	т	685–693
в дуговых электропечах, емкостью 0,5 т	т	1065–1134
То же, 1,5 т	т	806–859
То же, 3 т	т	690–700
Прокат стали в среднем по отрасли	т	93,8–99,9
Производство стальных труб в среднем по отрасли	т	124,4–126
Производство 75 % ферросилиция	т	8586–8946
Производство 45 % ферросилиция	т	4414–5124
Производство 25 % ферросилиция	т	2821
Производство 18 % ферросилиция	т	1900–2007

1	2	3
Производство среднеуглеродистого феррохрома	т	2020–2573
Производство безуглеродистого феррохрома	т	2385–2526
Производство углеродистого феррохрома	т	3440
Производство углеродистого ферромарганца	т	3018
Производство среднеуглеродистого ферромарганца	т	1548–1735
Производство силикомарганца	т	3036
Производство кристаллического кремния	т	13200
Производство огнеупоров: магнезитовые изделия	т	105–115
Алюмосиликатные изделия	т	55–70
Динасовые изделия	т	85–100
Крепежные изделия (в среднем)	т	130–150
Производство сжатого воздуха в среднем по отрасли	1000 м³	90–100
Цветная металлургия		
Медь черная в среднем по отрасли	т	385–401
Медь рафинированная	т	390–418
Никель электролитный	т	3840–4862
Свинец	т	482–502
Глинозем	т	279–757
Производство алюминия в среднем по отрасли	т	17400–18400
Производство магния	т	950
Электролиз алюминия	т	17000–19000
Электролиз магния	т	20000–22000
Электролиз цинка	т	3800–4000
Электролиз свинца	т	3100–3800
Электролиз меди	т	2500–3000
Производство строительных материалов		
Цемент по отрасли в целом	т	90–111
Кирпич красный по отрасли в целом	1000 шт.	71
Кирпич силикатный по отрасли в целом	1000 шт	30–40
Шифер в среднем по отрасли	1000 усл. плиток	40–60
Стекло листовое в среднем по отрасли	т	56–79
Стекловолокно	т	350–400
Минеральная вата	т	63,8
Асбест	Усл. км	1729,4
Асбоцементные плиты	м³	37–40

1	2	3
Строительная промышленность		
Железобетонные изделия	м³	22–44
Производство бетона на бетонных заводах	м³	9–12 6
Производство извести (обжиг, дробление, хранение)	т	94
Производство арматуры	т	21–24
Лесопиление	м³	8,9–9,2
Добыча бутового камня	м³	4,2–5,0
Изготовление поковок	т	25–30
Добыча песка карьерными экскаваторами	м³	3,8–6,3
Электрический отопгрев грунта (при температурах –15 °С)	м³	30
Электрический обогрев поверхностей бетона	м³	2,4
Пищевая промышленность		
Мука и крупа в среднем по отрасли	т	34–51
Мука ржаная обойная	т	24
Мука пшеничная обойная	т	22,6
Мука сортовая	т	59,1
Пшено	т	24,6–35
Гречневая крупа	т	29,9
Овсяная крупа	т	56
Перловая крупа	т	144
Рисовая крупа	т	56,5
Гороховая крупа	т	34,4
Комбикорм	т	10–25
Макаронные изделия в среднем по отрасли	т	100
Сахарный песок в среднем по отрасли	ц	5,6
Масло растительное в среднем по отрасли	т	173,9
Спирт гидролизный	1000 дкл	7000–14 000
Водка и водочные изделия	То же	0,136
Консервы рыбные	1000 усл. банок	18–22,6
Пиво	100 л	8,32
Квас бутылочный	То же	4,47
Лимонад	То же	4,47
Хлебобулочные изделия	т	5,2
Мороженое	т	32
Чай плиточный	т	178
Чай байховый	т	43
Папиросы	млн шт.	472

1	2	3
Мясо-молочная промышленность		
Мясо в среднем по отрасли	т	55
Колбасные изделия	т	79,8
Консервы мясные в среднем по отрасли	1000 усл. банок	25,9–26,8
Полуфабрикаты мясные в среднем	т	7,5–8,0
Пельмени в среднем	т	40
Масло животное в среднем по отрасли	т	96,6
Сыр разных сортов в среднем	т	60,0
Молоко пастеризованное в среднем	т	6–10
Сухое молоко в среднем	1000 усл. банок	51
Творог 20 % жирности в среднем	т	50–53
Птица в среднем	1000 шт.	228
Текстильная и легкая промышленность		
Хлопковолокно	т	460
Хлопчатобумажные и штапельные ткани	тыс. м ³	1110
Шерстяные ткани	тыс. м ³	2390
Шелковые ткани	тыс. м ³	1210
Льняные ткани	тыс. м ³	1040
Льноволокно	т	550
Отделка крашенных тканей	т	310
Вата	т	150–200
Меховые изделия	шт.	60
Нитки	тыс. катушек	130
Обувь кожаная	тыс. пар	540
Швейные изделия	тыс. шт.	700–800
Трикотажные изделия	тыс. шт.	250–300
Брезент	1000 м ³	1000
Чулочно-носовые изделия	1000 пар	600
Целлюлозно-бумажная промышленность		
Бумага газетная	т	510
Бумага мешочная	т	664
Картон тарный для наружных слоев	т	500
Картон тарный для внутренних слоев	т	318
Целлюлоза сульфатная белая	т	494
Древесная масса	т	1145
Химическая промышленность		
Производство азота	т	11000
Производство азотной кислоты	т	130–150

1	2	3
Производство искусственного каучука	т	15000
Производство пластмассы	т	2800
Производство красок тертых	т	150–225
Производство кальцинированной соды	т	75–90
Производство серной кислоты	т	60–100
Производство соляной кислоты	т	10–40
Производство уксусной кислоты	т	1400
Производство фосфорной кислоты	т	5000–6000
Производство щелочи электролитической	т	2400
Производство водорода	1000 м ³	5000–6000
Производство искусственного волокна (центрифугального)	т	6000–11 000
Производство капрона (волокно № 250)	т	12 500–14 300
Производство этилена	т	1900–2000
Магистральные трубопроводы		
Газопровод с газотурбинным приводом, годовое потребление	км	200000
Газопровод с электроприводом	км	5 000 000
Нефтепровод	км	1 000 000
Сельское хозяйство		
Комплексы по выращиванию и откорму свиней	Поголовье	55–115
Комплексы по выращиванию и откорму крупного рогатого скота	Поголовье	110–130
Площадки по откорму крупного рогатого скота	Поголовье	25–50
Средний расход электроэнергии в быту на одного человека в год		
Освещение	Чел.	140
Электробытовые приборы	Чел.	240
Приготовление пищи	Чел.	70
Средний расход электроэнергии в сфере обслуживания на одного человека в год		
Освещение общественных зданий	Чел.	112
Освещение улиц	Чел.	34
Коммунальные и общественные предприятия	Чел.	137
Водопровод и канализация	Чел.	162
Приготовление пищи	Чел.	73
Кондиционирование воздуха	Чел.	2
Отопление	Чел.	4
Горячее водоснабжение	Чел.	1
Прочее	Чел.	65

4. ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ НАСОСОВ

Насосы являются одним из самых распространенных видов электрической нагрузки.

Мощность электродвигателя (кВт) для насоса можно подсчитать по формуле:

$$P = \frac{K \cdot \gamma \cdot Q \cdot H}{1000 \cdot \eta_n \cdot \eta_{пер}}, \quad (2.4.1)$$

где: K — коэффициент запаса, равный $1,1 \div 1,4$; γ — удельный вес перекачиваемой жидкости (для холодной воды $\gamma = 9810 \text{ н/м}^3$); Q — производительность насоса, $\text{м}^3/\text{с}$; H — напор насоса, м; η_n — КПД насоса, его значение можно взять из технического паспорта насоса или из каталога, при отсутствии данных можно принять для поршневых насосов $\eta_n = 0,7 \div 0,98$ и для центробежных с давлением выше $39\,000 \text{ н/м}^2$ — $0,6 \div 0,75$, при более низком давлении — $0,3 \div 0,6$; $\eta_{пер}$ — КПД передачи. При непосредственном соединении двигателя $\eta_{пер} = 1$.

При выборе двигателя центробежного насоса следует иметь в виду, что мощность, производительность, напор и скорость вращения связаны между собой соотношениями:

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{n_1^3}{n_2^3}, \quad \frac{H_1}{H_2} = \frac{n_1^2}{n_2^2}, \quad \frac{Q_1}{Q_2} = \frac{n_1}{n_2}, \quad \frac{M_1}{M_2} = \frac{n_1^2}{n_2^2}, \quad (2.4.2)$$

где: M — момент двигателя.

Электроэнергия, потребляемая насосом, может быть найдена по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{Q \cdot H \cdot \gamma}{3600 \cdot 102 \cdot \eta_{пер} \cdot \eta_n \cdot \eta_d} \cdot T, \quad (2.4.3)$$

где: η_d — КПД двигателя; T — время работы насоса за год, ч.

Из последней формулы следует, что снижение расхода электроэнергии насосом можно достичь следующими способами:

- 1. повысить КПД передачи $\eta_{пер}$, а еще лучше обойтись вообще без передачи, установив рабочее колесо насоса непосредственно на валу двигателя;
- 2. повысить КПД насоса путем использования новых материалов для уплотнений, лучшей балансировки рабочих колес, более качественных ремонтов, замены морально устаревших насосов новыми типами насосов с высоким КПД;
- 3. повысить КПД двигателя путем замены двигателя на более экономичный, а также путем изме-

нения параметров питающего напряжения (повышая $\cos \varphi$, изменяя напряжение);

- 4. уменьшить потери напора в трубопроводах, которые увеличиваются при отложениях накипи на стенках труб, при неисправных задвижках, при плохом состоянии и засорении всасывающих устройств и т. д.;
- 5. сократить расход и потери воды путем устранения утечек через уплотнения, внедрения оборотного водоснабжения, совершенствования систем водоохлаждения;
- 6. рационально регулировать работу насоса путем перехода от регулирования задвижкой к регулированию изменением скорости вращения двигателя или путем изменения числа работающих насосов.

Регулирование производительности центробежного насоса путем дросселирования показано на рис. 2.4.1.

Пример.

Насос приводится электродвигателем со скоростью вращения 1450 об/мин и создает напор $H = 36 \text{ м}$ при производительности $Q = 90 \text{ м}^3/\text{ч}$. КПД насоса $\eta_n = 0,6$. Определить мощность электродвигателя, напор насоса и его производительность при скорости двигателя равной 960 об/мин .

Решение:

1. Мощность электродвигателя при скорости вращения 1450 об/мин :

$$P_1 = \frac{K \cdot \gamma \cdot Q \cdot H}{1000 \cdot \eta_n \cdot \eta_{пер}} = \frac{1,25 \cdot 9810 \cdot 90 \cdot 36}{1000 \cdot 0,6 \cdot 1 \cdot 3600} = 18,4 \text{ кВт} \quad (2.4.4)$$

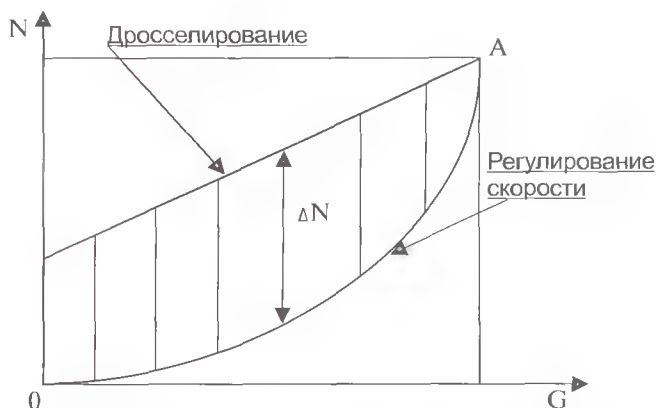


Рис. 2.4.1. Способ регулирования путем изменения скорости вращения электродвигателя

2. Мощность электродвигателя при скорости вращения 960 об/мин:

$$P_2 = P_1 \cdot \frac{n_2^3}{n_1^3} = 18,4 \cdot \frac{960^3}{1450^3} = 5,34 \text{ кВт.} \quad (2.4.5)$$

3. Напор насоса при скорости вращения 960 об/мин:

$$H_2 = H_1 \cdot \frac{n_2^2}{n_1^2} = 36 \cdot \frac{960^2}{1450^2} = 15,78 \text{ м.} \quad (2.4.6)$$

4. Производительность насоса при скорости вращения 960 об/мин:

$$Q_2 = Q_1 \cdot \frac{n_2}{n_1} = 90 \cdot \frac{960}{1450} = 59,6 \text{ м}^3/\text{ч.} \quad (2.4.7)$$

Загрузка насосов, работающих в промышленности и коммунальном хозяйстве, часто колеблется и носит непостоянный характер. Производительность насосов чаще всего регулируется путем дросселирования, снижения единичной мощности агрегатов с увеличением их количества и т. д. Но одним из самых эффективных способов регулирования производительности насосов является регулирование скорости вращения. Этот способ, также как и дросселирование, позволяет плавно изменять производительность, но дает существенную экономию электроэнергии там, где не требуется держать постоянным величину напора. Экономия электроэнергии при переходе с регулирования расхода жидкости (или газа) путем дросселирования на способ регулирования путем изменения скорости вращения электродвигателя можно проиллюстрировать (см. рис. 2.4.1) [23].

При работе с полным расходом G (заслонка открыта полностью) потребляемая мощность N будет максимальна. Мощность, потребляемая электродвигателем при снижении расхода путем дросселирования, будет больше на величину ΔN , чем мощность, потребляемая при том же расходе, полученном путем снижения скорости вращения нагнетателя.

Простейшим способом регулирования скорости является использование двухскоростных электродвигателей.

Другим способом регулирования скорости вращения насоса является использование гидромуфт, вариаторов скорости или редукторов, устанавливаемых между насосом и электродвигателем. Регулирование скорости привода можно осуществлять путем регулирования напряжения питания асинхронного электродвигателя. Регуляторы напряжения обычно выполнены на тиристорах, они дешевле частотных регуляторов, которые наиболее часто выполнены на транзисторах. Недостатком способа регулирования скорости вращения методом изменения напряжения питания двигателя является небольшой диапазон регулирования

скорости (снижение скорости на $10 \div 15\%$ от его номинального значения).

Одним из самых экономичных способов регулирования производительности насосов является изменение частоты напряжения питания асинхронного и синхронного двигателя.

На рис. 2.4.2 показано [23], как зависят основные характеристики работы насосной установки при дросселировании. Насос подбирается таким образом, чтобы при заданном максимальном расходе Q был обеспечен минимальный заданный напор. Этот режим обеспечивается при пересечении характеристики насоса $H_n = f(Q)$ с характеристикой трубопроводной сети $H_c = f(Q)$, т. е. в точке α . При прикрытии дросселя сопротивление сети увеличится и характеристика $H_c = f(Q)$ пойдет круче. Точка пересечения α' будет находиться левее, т. е. соответствовать меньшему расходу $Q'_{\text{рег}}$ и большему напору $H'_{\text{рег}}$. С помощью дросселя в трубопроводную сеть как бы вводится дополнительное гидравлическое сопротивление, и расход Q снижается. При этом напор, теряемый в дросселе, равен отрезку $\Delta H'$. Мощность, потребляемая электродвигателем насоса, уменьшится до значения $P'_{\text{рег}}$. Уменьшится и КПД насоса.

Потери мощности насоса составят:

$$\Delta P = \frac{\gamma \cdot Q'_{\text{рег}} \cdot \Delta H'_{\text{рег}}}{102 \cdot \eta_{\text{рег}}} \quad (2.4.8)$$

При дальнейшем прикрытии дросселя точка пересечения сместится влево (точка α''). Характеристика $H_c = f(Q)$ пойдет еще круче. Потери мощности насоса будут еще больше. При полностью закрытом дросселе напор и расход будут максимальны и составят:

$$\Delta H_{\text{max}} = H_{n0} - H_{c0} \quad (2.4.9)$$

Электродвигатель насоса при закрытом дросселе будет потреблять мощность $P_{\text{в0}}$, КПД насоса будет равен нулю. Регулирование с помощью дросселя является самым нерациональным (это аналогично регулированию напряжения электросети с помощью регулятора), однако, благодаря своей простоте, оно широко применяется в системах водоснабжения. Регулирование производительности насоса дросселированием можно осуществлять не только в сторону ее уменьшения.

Если расход Q существенно и часто меняется, становится целесообразным применение частотного регулирования. Принцип регулирования показан на рис. 2.4.3 [23].

Режимы работы насоса определяются точками пересечения α , α_1 и α_2 характеристик насоса $H_n = f(Q)$ характеристикой трубопроводной сети $H_c = f(Q)$, которая постоянна. При различных частотах вращения рабочего колеса $n_2 < n < n_1$ будет различная производительность насоса $Q_{n2} < Q_n < Q_{n1}$ и различная

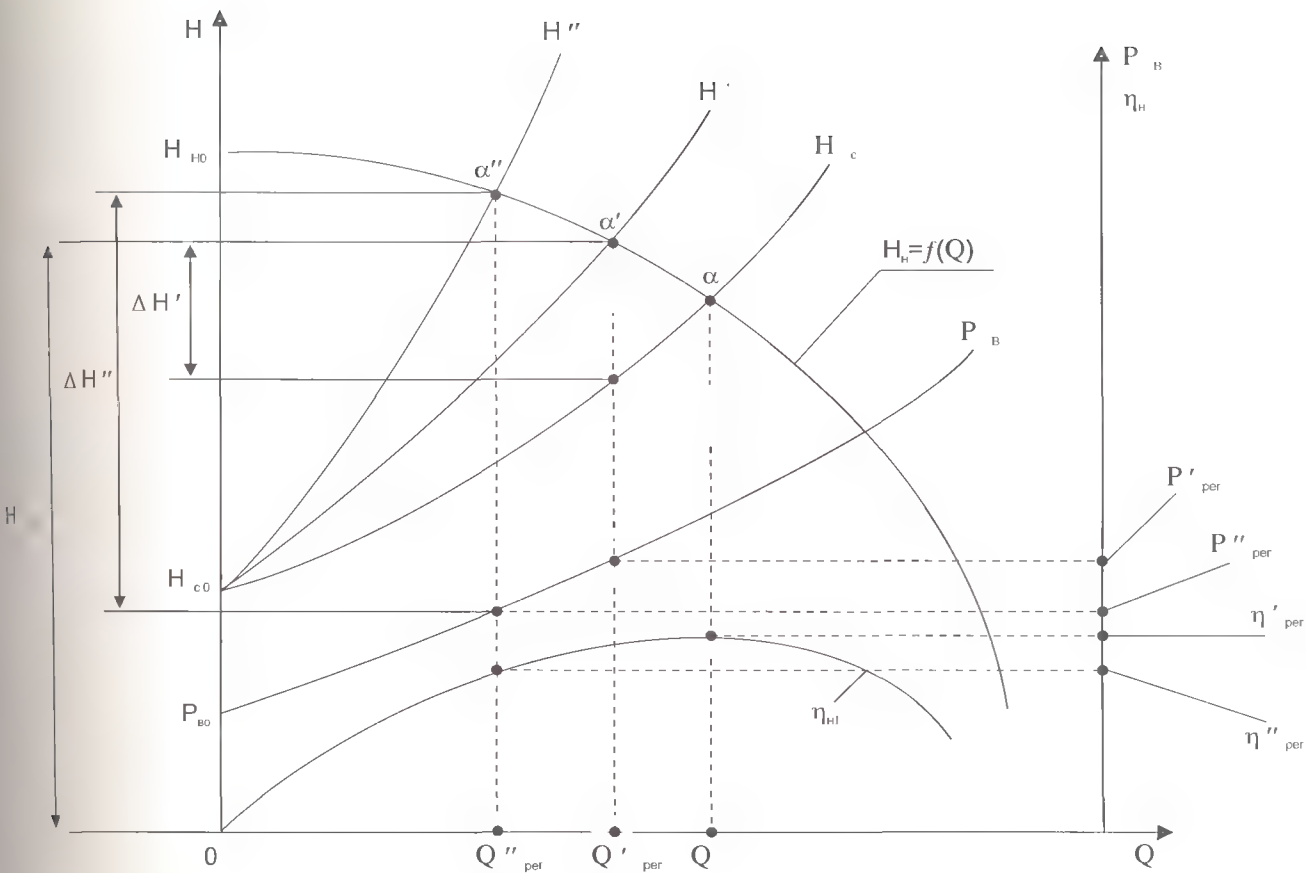


Рис. 2.4.2. Регулирование производительности центробежных насосов путем дросселирования ($n = \text{const}$)

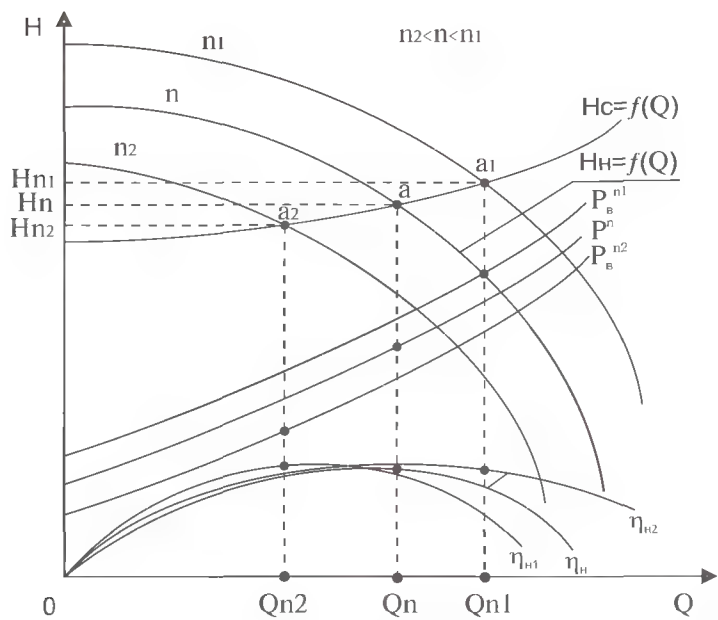


Рис. 2.4.3. Регулирование производительности насоса способом изменения скорости вращения рабочего колеса

напоры $H_{n2} < H_n < H_{n1}$. С увеличением частоты вращения рабочего колеса насоса напор и расход увеличиваются. Мощность и КПД могут быть также определены из рис. 2.4.3. В отличие от дроссельного регулирования данный способ позволяет регулировать производительность насоса как в сторону уменьшения, так и в сторону увеличения.

Рассмотрим различные направления использования нагнетательного оборудования и мероприятия по энергосбережению.

Холодное и горячее водоснабжение

Использование регулируемого электропривода в системах водоснабжения позволяет решить следующие задачи:

- снизить расход электроэнергии на 35÷50 %;
- получить плавный пуск электродвигателя, что исключит гидравлические удары и облегчит работу как электрооборудования, так и оборудования системы водоснабжения;
- снизить излишний напор в системе водоснабжения при малом потреблении воды (например, в ночное время). Это позволит получить существенную экономию воды за счет утечек. Каждая лишняя атмосфера (10 м водяного столба) вызывает увеличение потерь воды на 7÷9 %. Оборудование системы водоснабжения начинает работать при более низких нагрузках на насосы, клапаны, трубопроводы;
- изменить схему водоснабжения, исключив клапаны и задвижки. При этом снизятся капитальные затраты и эксплуатационные расходы на оборудование системы водоснабжения;
- увеличить в 5÷10 раз сроки межремонтного обслуживания.

При использовании ЧРП в системах холодного и горячего водоснабжения следует обратить внимание на то, что существенную экономию электроэнергии можно получить только для тех случаев, когда расход воды часто и существенно меняется в течение суток.

В соответствии со СНиП 2.04.01-85 [23] напор для систем холодного и централизованного горячего водоснабжения H_p , развиваемый повысительной насосной установкой, должен обеспечить наименьший гарантированный напор в наружной водопроводной сети. Этот напор вычисляется по формуле:

$$H_p = H_{geom} + \sum H_{tot,l} + H_f - H_g, \quad (2.4.10)$$

где: $\sum H_{tot,l}$ — сумма потерь напора в трубопроводах системы водоснабжения, м; H_{geom} — геометрическая высота подачи воды, м, от оси насоса до требуемого санитарно-технического прибора; H_f — свободный напор, м, санитарно-технического прибора (обычно

от 2 до 5 м); H_g — наименьший гарантированный напор в наружной водопроводной сети, м.

Из формулы (2.4.7) следует, что при изменении расхода G от максимума до нуля в ночное время изменение наименьшего значения напора H_p будет определяться изменением $\sum H_{tot,l}$, так как другие члены формулы (2.4.10) остаются без изменений.

Потери напора на участках трубопроводов систем холодного водоснабжения H можно определить по формуле [23]:

$$H = i \cdot l \cdot (1 + k_l), \quad (2.4.11)$$

где: i — удельные потери напора на 1 м длины / трубопровода, мм, эти потери можно найти по номограмме [23] (см. рис. 2.4.4); k_l — коэффициент, учитывающий потери напора в местных сопротивлениях, значения которого следует принимать:

0,3 — в сетях хозяйственно-питьевых водопроводов жилых и общественных зданий;

0,2 — в сетях объединенных хозяйственно-противопожарных водопроводов жилых и общественных зданий, а также в сетях производственных водопроводов;

0,15 — в сетях объединенных производственных противопожарных водопроводов.

Для многоэтажного дома потери $\sum H_{tot,l}$ могут составлять в часы максимума потребления воды значительную долю (до 50 %) от развиваемого насосом напора. В ночное время, когда расход воды почти равен нулю (см. рис. 2.4.5 и 2.4.6), минимальный напор насоса, контролируемый датчиком давления, установленным в самой высокой точке потребления воды, будет равным:

$$H_p = H_{geom} + H_f - H_g.$$

Экономия электропотребления в этом случае может составить 25÷30 %. Но если датчик давления установлен, как это часто делают, сразу на выходе насоса, то и ночью насос все равно будет выдавать полный напор, соответствующий потреблению воды в часы максимума нагрузки. И в этом случае экономия электроэнергии будет минимальна, если она вообще будет. Нежелание тащить провода к датчику, установленному на верхнем этаже, обернется большими затратами на ЧРП и мизерной (менее 5 %) экономией электроэнергии.

Для горячего водоснабжения требуемый напор при применении циркуляционно-повысительных насосов согласно [23] определяется формулой:

$$H_p = H_{geom} + \sum H_{tot,l} + H_f - H_g - H_{p,cir} \quad (2.4.12)$$

где $H_{p,cir}$ — напор циркуляционно-повысительного насоса, м.

Потери напора на участках трубопроводов систем горячего водоснабжения H можно определить по

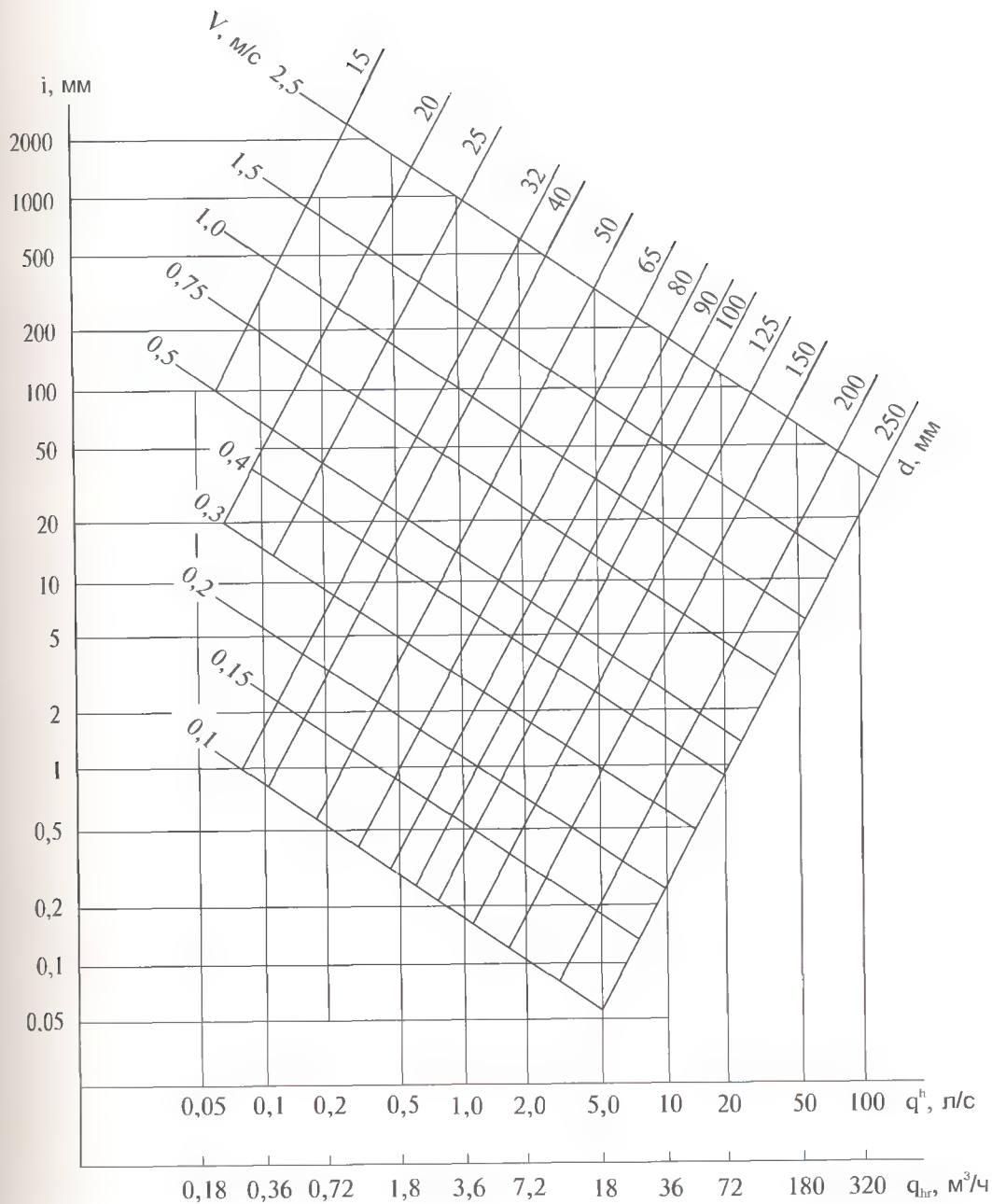


Рис. 2.4.4. Номограмма для гидравлического расчета стальных труб с учетом зарастания в процессе эксплуатации для систем горячего водоснабжения



Рис. 2.4.5. Суточный график потребления горячей воды для типичного жилого района



Рис. 2.4.6. Суточный график потребления холодной воды для типичного жилого района

той же формуле (2.4.11), значения коэффициента k_f следует принимать:

0,2 — для подающих и циркуляционных распределительных трубопроводов;

0,5 — для трубопроводов в пределах тепловых пунктов, а также для трубопроводов водоразборных стояков с полотенцесушителями;

0,1 — для трубопроводов водоразборных стояков без полотенцесушителей и циркуляционных стояков.

Характерные графики потребления горячей и холодной воды для типичного жилого района показаны на рис. 2.4.5 и 2.4.6. Из рисунков видно, что потребление холодной и горячей воды жилого района в течение суток меняется в пределах 100 %.

В последнее время появились новые материалы для уплотнений, выполненные в виде пряжи на основе тефлона с долями, обладающими высокой теплопроводностью, и с заполняющим смазочным веществом, например материалы GORE-GFO. Прокладки из таких материалов могут использоваться при давлениях до 20 бар в центробежных насосах и до 250 бар в поршневых насосах и температурах от -100° до $+280^{\circ}\text{C}$. Прокладки легко монтируются, их срок службы в среднем в 6 раз дольше, чем у прокладок из асбестографитовых материалов. Благодаря малым

потерям на трение, экономится от 1 до 10 % электроэнергии на привод насосов.

Предлагаем при регламентных работах и ремонте заменять прокладки из асбестографитовых материалов на прокладки из новых материалов на основе тефлона. Срок окупаемости прокладок — около 0,5 года.

Отопление

Внедрение ЧРП в системах отопления также позволяет существенно снизить расход электроэнергии. Например, в газете «Новости приводной техники» № 8, август 2005 г., приведены результаты исследования эффективности применения ЧРП в котельных промбазы Ново-Сулеево при различных режимах работы электродвигателей насосов и вентиляторов. Эти данные показаны в табл. 2.4.1.

Из таблицы видно, что использование ЧРП для питательного насоса дало экономию 27,1 % электроэнергии, для вентилятора — 63 % и для дымососа — 38 %.

Использование ЧРП на тепловых узлах во многих случаях позволяет экономить тепловую энергию. Например, подмешивающий насос с ЧРП, управляемый автоматическим регулятором, дает возможность существенно снизить расход тепловой энергии, получаемой из сети.

Таблица 2.4

Усредненные значения характеристик электродвигателей агрегатов котельной

№	Механизмы	$P_{\text{ном}}$	$S_{\text{ном}}$	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	Без ЧРП		$\cos \varphi_{\text{факт}}$	С ЧРП		$\cos \varphi_{\text{факт}}$
		кВт	кВА		$P_{\text{факт}}$	$S_{\text{факт}}$		$P_{\text{факт}}$	$S_{\text{факт}}$	
1	Питательный насос	30,0	33,33	0,9	20,07	25,73	0,78	14,63	15,08	0,97
2	Вентилятор	22,0	26,2	0,84	10,73	13,41	0,8	3,97	4,31	0,92
3	Дымосос	30,0	35,71	0,76	19,15	23,93	0,76	11,86	12,22	0,97

Технология

ЧРП можно с успехом использовать в технологических насосах, когда не требуется держать постоянным давление на выходе насоса, а производительность насоса меняется. Например, использование ЧРП для питания электродвигателя мощностью 74 кВт сырьевого насоса ЦНС-180 × 85, перекачивающего

сырую нефть, позволило более чем в два раза снизить мощность, потребляемую из сети. Регулирование насоса осуществлялось автоматически по сигналу уровня неметра, установленного на буферной емкости. До внедрения ЧРП регулирование расхода осуществлялось посредством регулирующего клапана («Новости приводной техники», № 8, август 2005 г.).

5. ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ПРОМЫШЛЕННЫХ СИСТЕМАХ ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЯ (СВС)

5.1. СТРУКТУРА СИСТЕМЫ ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЯ. НАЗНАЧЕНИЕ И ФУНКЦИИ, ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СИСТЕМЫ

5.1.1. Понятие о системе, определения

Система воздухоснабжения промышленного предприятия, сокращенно в дальнейшем СВСПП, является одним из основных элементов общей системы производства, распределения и потребления энергоносителей любого предприятия и характеризуется значительным энергопотреблением в общем балансе предприятия.

Масштабы затрат на производство сжатого воздуха $\Delta_{С.В.}$ % от суммарных энергозатрат в отдельных, наиболее энергопотребляющих отраслях промышленности видны из таблицы 2.5.1.

Таблица 2.5.1.

Доля энергозатрат $\Delta_{С.В.}$ % от общих энергозатрат по отраслям

Отрасли промышленности	Доля энергозатрат $\Delta_{С.В.}$ %
Черная и цветная металлургия	6÷8 %
Машиностроение	20÷25 %
Химическая промышленность	30 %
Горнодобывающая промышленность	40÷60 %
Воздухоразделительные установки	90÷95 %

СВС предназначена для централизованного обеспечения разнообразных промышленных потребителей сжатым воздухом требуемых параметров (давление, температура, расход, влажность) в соответствии с затратным графиком потребления. СВС включает в себя компрессорные станции, трубопроводный и баллонный транспорт для подачи сжатого воздуха к потребителям и распределительные устройства сжатого воздуха самого потребителя.

5.1.2. Структура системы

Структурно СВС состоит из компрессорной станции, коммуникаций сжатого воздуха, включающих в себя различные вспомогательные элементы (теплообменники, фильтры, устройства осушки и регулирования) и потребителей сжатого воздуха.

В зависимости от необходимого потребителям расхода воздуха и его давления компрессорные станции оборудуются центробежными компрессорами с избыточным давлением сжатого воздуха $0,35 \div 0,9$ МПа и единичной производительностью $250 \div 7000$ м³/мин или поршневыми компрессорами с давлением $0,9 \div 20$ МПа и единичной производительностью не более 100 м³/мин.

На некоторых предприятиях в последнее время используются также винтовые компрессоры с избыточным давлением сжатого воздуха $0,31 \div 1,3$ МПа и единичной производительностью $0,5 \div 80$ м³/мин, как правило, при локальных схемах воздухоснабжения отдельных потребителей.

Компрессорная станция (см. рис. 2.5.1) включает в свой состав устройства для забора воздуха, очистки его от пыли, теплообменники охлаждения, систему маслоснабжения, регулирования, защиты, контроля параметров и автоматику.

Вспомогательные элементы СВС предназначены для дополнительной обработки сжатого воздуха (осушка, очистка, изменение давления, аккумуляция).

5.1.2. Назначение и функции СВС и ее элементов

Сжатый воздух на промышленном предприятии используется в основном по двум направлениям: технологическому (для выплавки чугуна и стали в металлургии, получения кислорода в воздухоразделительных установках, производства продукции на химических предприятиях: азотной и серной кислоты, минудобрений и т. д.) и силовому (для привода различных машин и механизмов в машиностроении, горнодобывающей промышленности, кузнечном производстве).

Использование воздуха по первому направлению характеризует сравнительно равномерный график потребления, большие масштабы потребления и большие единичные мощности компрессоров.

Силовое потребление сжатого воздуха, напротив, характеризуется большей неравномерностью во вре-

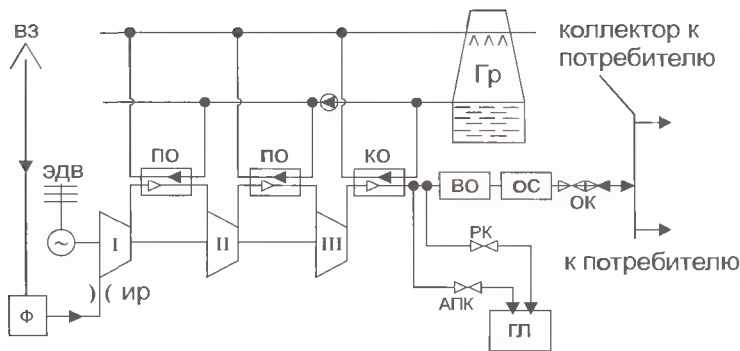


Рис. 2.5.1. Схема системы воздухооборота от турбокомпрессора

ВЗ — воздухозабор, АПК — антипомпажный клапан, Ф — фильтр, ГЛ — глушитель, ЭДВ — электродвигатель, Гр — градирня, ИР — измеритель расхода, ПО, КО — промежуточный и конечный охладитель воздуха, ВО — влагоотделитель, ОС — осушка, I, II, III — неохлаждаемые секции турбокомпрессора, включающие в себя по две ступени сжатия, ОК — обратный клапан, РК — разгрузочный клапан

мени (часовой, суточной, недельной), большим количеством и разнообразием единичных потребителей и сравнительно меньшими мощностями и производительностями компрессоров.

СВС должна отвечать следующим требованиям:

1. Обеспечение потребителя сжатым воздухом с заданными параметрами по количественным (расход, массовый и объемный) и качественным (давление P , температура T , влажность φ) показателям;
2. Обеспечение заданных режимов потребления сжатого воздуха, достигаемые с помощью рационального подбора вида и числа компрессоров, регулирования, а также использования аккумулирующих емкостей и устройств;
3. Бесперебойность и надежность обеспечения потребителей сжатым воздухом по п.п. 1 и 2, осуществляемые резервированием, дублированием коммуникаций, агрегатов и установок;
4. Соблюдение требований по п.п. 1–3 с учетом минимума материальных и энергетических потерь и оптимальным соотношением энергетических и капитальных затрат;
5. Соблюдение принципов энергосбережения и безотходности путем использования ВЭР (например, теплоты систем охлаждения, энергии сброса воздуха);
6. Соответствие СВС требованиям ТБ, ПБ, СТП и ГО.

Назначение и целесообразность вспомогательных элементов СВС определяются следующими функциями:

1. Выполнение транспортных функций с помощью воздухопроводов, баллонов;
2. Дополнительные изменения параметров сжатого воздуха по одному или нескольким параметрам: повышение или понижение температуры сжатого воздуха, влагоотделение, осушка или увлажнение воздуха, изменение давления перед потреби-

лем (повышение давления в дожимающем компрессоре или редуцирование);

3. Резервирование и аккумуляция сжатого воздуха в ресиверах и реципиентах.

При строгом учете энергозатрат в общем балансе воздухопотребления необходимо иметь в виду, что энергопотребление во вспомогательных элементах достигающее в ряде случаев $5 \div 10 \%$ от общих затрат на СВС.

Показатели эффективности системы:

1. Удельный расход энергии на единицу производства сжатого воздуха $\tilde{\Theta}$, кВт $\cdot$ ч/м³, определяется, как:

$$\tilde{\Theta} = \frac{\Theta}{V}, \quad (2.5.1)$$

где: Θ — расход энергии на производство сжатого воздуха за определенный период, кВт $\cdot$ ч/год, кВт $\cdot$ ч/месяц и т. д.; V — расход воздуха за этот период, м³/год, м³/месяц.

Величина $\tilde{\Theta}$ зависит от типа компрессора, развиваемого давления, наличия или отсутствия охлаждения и меняется в пределах $80 \div 140$ кВт $\cdot$ ч/1000 м³ сжатого воздуха.

Следует иметь в виду, что приведенные выше значения характеризуют удельный расход энергии непосредственно на выходе из компрессора. В любом элементе СВСПП между компрессором и потребителем эта величина увеличивается вследствие потерь в системе, а у потребителя может быть в $1,5 \div 2$ раза выше приведенного значения.

2. Норма расхода сжатого воздуха на единицу продукции α , м³/ед. продукции, определяется как:

$$\alpha_i = \frac{V_i}{\Pi_i}, \quad (2.5.2)$$

де: V_i — количество сжатого воздуха на выпуск продукции P в течение определенного времени, $\text{м}^3/\text{год}$, $\text{м}^3/\text{чел.}$, $\text{м}^3/\text{смену}$; P_i — количество единиц продукции в тот же промежуток времени, $\text{т}/\text{год}$, $\text{т}/\text{ч}$ и т. д.

Например, для отдельных видов продукции эта величина представлена в таблице 2.5.2.

Таблица 2.5.2.

Норма расхода сжатого воздуха для отдельных видов продукции

Вид продукции	Норма расхода сжатого воздуха
Для отдельных видов химической продукции черной металлургии:	
производство чугуна	$800 \div 1000 \text{ м}^3/\text{т}$
мартеновской стали	$60 \div 140 \text{ м}^3/\text{т}$
конвертерной стали	$30 \div 50 \text{ м}^3/\text{т}$
электростали	$70 \text{ м}^3/\text{т}$
на прокатных станах	$20 \div 50 \text{ м}^3/\text{т проката}$
Для отдельных видов химической продукции:	
азотная кислота	$4000 \text{ м}^3/\text{т}$
серная кислота	$1500 \div 2000 \text{ м}^3/\text{т}$ 100% -ной кислоты
аммиачная селитра	$8 \div 9 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{т}$
нитроамфоска	$400 \div 700 \text{ м}^3/\text{т продукции}$

Приведенные цифры среднестатистические и на каждом отдельном предприятии могут иметь отклонения в большую и меньшую стороны в зависимости от технологии, состояния оборудования, условий эксплуатации и т. д.

5.2. ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ СЖАТОГО ВОЗДУХА И КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СВС

2.1. Потребители сжатого воздуха

Сжатый воздух — самый распространенный энергоноситель на любом промышленном предприятии, а СВС являются одним из самых энергоемких потребителей.

Доля первичной энергии для производства на различные нужды колеблется от 5 до 30 % и более от общего энергопотребления на производство конечного технологического продукта.

Самым большим среди отраслей потребителем сжатого воздуха является черная металлургия, в которой сосредоточены и наиболее крупные технологические блоки, использующие сжатый воздух: доменные печи, конвертеры, мартеновские печи, прокатные станы, вагранки.

В черной металлургии сосредоточены и самые крупные компрессорные агрегаты как поршневые, так и, в основном, турбокомпрессоры. Некоторые из них, например К-5000 и К-7000, созданы специально для доменных печей заводов черной металлургии.

Доля энергопотребления на производство сжатого воздуха на предприятиях черной металлургии составляет $5 \div 8\%$ от общего расхода энергии на производство основного продукта цеха.

Основной тип компрессоров — турбокомпрессоры, доля поршневых компрессоров составляет около 15 %, и имеется тенденция к ее уменьшению.

Сопоставимо с черной металлургией по масштабам потребление сжатого воздуха на предприятиях цветной металлургии, хотя в этой отрасли и отсутствуют такие крупные потребители, как доменные печи или конвертеры.

Доля общего энергопотребления на сжатие воздуха в отрасли колеблется от $8 \div 10\%$ до 60 % в шахтных выработках и рудниках.

Не менее емким по абсолютной величине потребителя сжатого воздуха является машиностроение. Эта отрасль характеризуется большим разнообразием пневмопотребителей, параметров сжатого воздуха и состава компрессорных машин на станциях.

В отличие от металлургии, в машиностроении доля использования сжатого воздуха для привода различных механизмов больше: пневмомолоты, сборочное оборудование, зажимы деталей, газовые подвесы.

Крупные потребители сжатого воздуха сосредоточены в литейных и кузнечных цехах (пескоструйные аппараты, прессы, трамбовки).

Большое разнообразие мелких потребителей, индивидуализация режимов их работы определяет сложные графики воздухопотребления, характеризующиеся значительной суточной и недельной неравномерностью.

На машиностроительных заводах, как правило, нет компрессоров, заблокированных с индивидуальным потребителем, воздухопоснажение осуществляется от кольцевых пневмомагистралей от одной или нескольких компрессорных станций.

Современное машиностроительное предприятие расходует на привод компрессоров $20 \div 25\%$ общего энергопотребления. Компрессорный парк в машиностроении представлен практически всей номенклатурой поршневых машин, среди турбокомпрессоров

наиболее распространены турбокомпрессоры общего назначения К-250-61-1 и К500-61-1.

Разнообразие технологических процессов, большой диапазон параметров, единичных мощностей и типов компрессорных машин отличает потребление сжатого воздуха в химической промышленности. В этой отрасли воздух потребителю подается как от компрессоров, входящих в состав блоков и установок, так от компрессорных станций. В равной степени находят применение поршневые и турбокомпрессоры. Давление сжатого воздуха в системе в зависимости от потребителя составляет от 0,4÷0,5 до 15÷20 МПа.

Доля расхода энергии на сжатие воздуха в общем, продукте составляет от 30 до 40 %, например, в производстве нитроамофоски, жидких минудобрений.

Большие количества сжатого воздуха потребляют воздухоразделительные установки (ВРУ). Этот тип потребителей может рассматриваться как обособленно, так и в составе подотраслей, таких как черная и цветная металлургия, химическая промышленность. Особенность потребления воздуха воздухоразделительными станциями определяется спецификой самих ВРУ, эксплуатационные режимы которых трудно поддаются регулированию. Поэтому графики нагрузок воздушных компрессоров для ВРУ постоянны.

Установки большой производительности и низкого давления с единичным потреблением воздуха $(100÷400) \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$ обслуживаются турбокомпрессорами К-3000-61-1, К-5500-42-1, в установках средней и малой производительности давление потребляемого воздуха может быть от 3 до 20 МПа, и для этих ВРУ используют поршневые, а в последнее время и винтовые компрессоры.

Для ВРУ характерно, что затраты энергии на сжатие воздуха составляют, в зависимости от типа установок, от 70 до 90 % всех энергозатрат установки.

Крупным потребителем сжатого воздуха является горнодобывающая и угольная промышленность, где воздух расходуется как на привод пневмомеханизмов (врубковые машины, перфораторы, буры и т. п.), так и

на получение холода, транспортные нужды и кондиционирование воздуха в объектах.

Доля энергопотребления на воздуходооборудование этой отрасли составляет около 25÷40 % суммарной потребности в энергии.

Используется сжатый воздух в энергетике, пищевой и графической промышленности, для нужд автоматизации и регулирования.

3.2.2. Основные характеристики и показатели промышленных компрессоров

На компрессорных станциях промышленных предприятий в основном используются поршневые и турбокомпрессоры. Компрессоры этих типов значительно различаются по производительности: турбокомпрессоры имеют производительность в диапазоне $V_{\text{ТК}} = 100÷7000 \text{ м}^3/\text{мин}$, а поршневые, соответственно, $V_{\text{П}} = 5÷100 \text{ м}^3/\text{мин}$.

При одинаковых конечных давлениях за компрессором турбокомпрессор, как правило, имеет большее число ступеней (из-за ограниченности степени повышения давления в одной ступени примерно 1,15÷1,2), чем поршневой. Так, для обычных заводских пневмосетей с давлением 6÷8 атм турбокомпрессор имеет 6 ступеней сжатия, а поршневой — всего 2.

Турбокомпрессор имеет большое преимущество перед поршневым вследствие чистоты подаваемого сжатого воздуха, в то время как в большинстве поршневых компрессоров сжатый воздух загрязняется смазкой, что требует очистки и, следовательно, неизбежно связано с гидравлическими потерями.

Основные характеристики наиболее распространенных марок поршневых воздушных компрессоров выпускаемых отечественной промышленностью, приведены в табл. 2.5.3.

Технические характеристики современных турбокомпрессоров приведены в табл. 2.5.4.

Таблица 2.5

Технические характеристики наиболее распространенных поршневых воздушных компрессоров

Марка компрессора	Производительность, $\text{м}^3/\text{мин}$	Давление нагнетания, МПа	Количество ступеней	Мощность потребляемая, кВт	Число оборотов, об/мин
ВУ-3/8	3,0	0,8	2	18	960
200В-10/8	10	0,8	2	75	750
2ВП-10/8	10	0,8	2	60	735
ВУ-22/6	22	0,78	2	144	850
5ВП-30/8	30	0,8	2	176	500
ВП-50/8	50	0,8	2	272	375
ВГ-100/8	100	0,8	2	565	187

Технические характеристики наиболее распространенных центробежных воздушных компрессорных машин

Марка компрессора	Производительность, м³/мин	Давление нагнетания, МПа	Мощность потребляемая, кВт	Частота вращения ротора, об/мин	Число ступеней по секциям	Приводной двигатель	Мощность привода, кВт
К-250-61-1	250	0,9	1500	11000	2+2+2	СТД-1600-23-УХЛЧ	1750
К-500-61-1	525	0,88	3000	7625	2+2+2	СТМ-3500-2	3150
К-1500-62-2	1480	0,731	7800	4470	2+2+2	СТД-10000-2У-У	10 000
К-3000-61-1	3200	0,647	15 100	3260	2+2	турбина К-19-35	19 000
К-3250-41-2	3150	0,441	11 200	3370	2+2	турбина К-12-35	12 800
К4250-41-1	4000	0,38	13 500	3250	2+2	К-19-35	19 000
К-5500-42-1	5430	0,51	16 300	3380	2+2	К-19-35	19 000

Технические характеристики наиболее распространенных винтовых воздушных компрессоров

Марка компрессора	Производительность, м³/мин	Давление нагнетания, МПа	Количество ступеней	Мощность потребляемая, кВт	Вес, кг
ES 7	1,1	0,75	1	7	155
ESS 18	3,0	0,75	1	18	450
ESS 37	6,3	0,75	1	37	670
ES 55	9,4	0,75	1	55	1250
ESD 110	20,9	0,75	1	110	2600
ESN 160	29,0	0,75	1	160	4100
ESN 250	43,4	0,75	1	250	4900
ESN 315	51,3	0,75	1	315	4800
ESN 400	63,3	0,75	1	400	5200
ESN 500	73,5	0,8	1	500	5300

В последнее время в связи с тенденцией к децентрализованному воздухообеспечению на многих предприятиях в СВС для обеспечения сжатым воздухом удаленных потребителей устанавливают винтовые компрессоры. По производительности и развиваемому давлению эти компрессоры ближе к поршневым, однако, как правило, имеют большую автономность, работают без водяного охлаждения, снабжены (особенно импортные марки) частотным регулированием.

В табл. 2.5.5 приведены характеристики наиболее часто применяемых в заводских пневмосетях винтовых компрессоров отечественных и зарубежных марок.

При проведении энергоаудита СВС инженеру необходимы сведения по основным показателям компрессоров, позволяющие проанализировать конкретные значения потребляемой мощности, КПД, затрат электроэнергии.

К основным показателям компрессоров относятся следующие.

Объемная производительность компрессора V_k , м³/мин. Определяется всегда по условиям всасывания при нормальных условиях: $P_{вс} = 0,1$ МПа и $T_{вс} = 293$ К.

Массовая производительность компрессора:

$$G_k = V_k \rho_k,$$
(2.5.3)

где ρ_k — плотность воздуха при тех же условиях, при которых определена V .

$$\rho_k = \frac{P_{\text{вс.н}}}{R \cdot T_{\text{вс.н}}}, \quad (2.5.4)$$

где $P_{\text{вс.н}}, T_{\text{вс.н}}$ — давление и температура при нормальных условиях всасывания.

Отношение давлений на выходе и входе компрессора называется также степенью сжатия:

$$\varepsilon = P_{\text{н}} / P_{\text{вс}}, \quad (2.5.5)$$

где $P_{\text{н}}$ — давление нагнетания компрессора, МПа.

Используется степень сжатия отдельных ступеней $\varepsilon_{\text{I}}, \varepsilon_{\text{II}}, \varepsilon_{\text{III}}$ и компрессора в целом ε_{Σ} или ε .

Приближенно можно считать $\varepsilon_{\Sigma} = \varepsilon_{\text{I}} \varepsilon_{\text{II}} \varepsilon_{\text{III}}$.

Мощность, потребляемая компрессором:

$$N = l_k \cdot G_k, \text{ кВт}, \quad (2.5.6)$$

где l_k — удельная работа компрессора, Дж/кг; G_k — секундный массовый расход, кг/с.

Для идеального процесса сжатия без охлаждения изоэнтропная (адиабатная) работа сжатия определяется:

$$l_{\text{ад}} = \frac{k}{k-1} R T_{\text{вс}} (\varepsilon^{\frac{k-1}{k}} - 1), \text{ Дж/кг}, \quad (2.5.7)$$

где $k = 1,4$ — показатель адиабаты воздуха;

$R = 287$ Дж/кг, k — газовая постоянная воздуха.

Для действительного процесса сжатия без охлаждения работа определяется:

$$l = l_{\text{ад}} / \eta_{\text{ад}} = \frac{k}{k-1} R T_{\text{вс}} (\varepsilon^{\frac{k-1}{k}} - 1) \frac{1}{\eta_{\text{ад}}}, \quad (2.5.8)$$

где $\eta_{\text{ад}}$ — адиабатный КПД неохлаждаемых ступеней или секций компрессора.

Для современных компрессоров значения $\eta_{\text{ад}}$ изменяются в пределах $0,8 \div 0,85$.

Для процесса сжатия с отводом тепла в идеальном случае (изотермический процесс) работа сжатия определяется:

$$l = R \cdot T_{\text{вс}} \cdot \ln \varepsilon, \text{ Дж/кг}. \quad (2.5.9)$$

Действительная работа компрессора охлаждения:

$$l = R \cdot T_{\text{вс}} \cdot \ln \varepsilon \cdot l / \eta_{\text{из}}, \text{ Дж/кг}, \quad (2.5.10)$$

где $\eta_{\text{из}}$ — изотермический КПД компрессора с охлаждением, для современных компрессоров значения $\eta_{\text{из}}$ изменяются в пределах $0,55 \div 0,65$.

Для наиболее распространенного способа реализации процесса сжатия в нескольких ступенях охлаждением между ними действительная работа сжатия определяется:

$$l_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n l_i, \text{ Дж/кг}, = \\ = \sum_{i=1}^n \frac{k}{k-1} R T_{\text{вс}} (\varepsilon_i^{\frac{k}{k-1}} - 1) \frac{1}{\eta_{\text{ад},i}}, \quad (2.5.11)$$

где l_i — действительная работа i -й неохлаждаемой ступени (секции) при соответствующих каждой ступени $T_{\text{вс}}, \varepsilon_i$ и $\eta_{\text{ад},i}$.

5.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК НА КОМПРЕССОРНУЮ СТАНЦИЮ

Нагрузкой на компрессорную станцию называют расход воздуха V , необходимый пневмоприемкам предприятия с учетом потерь. Производительность включаемых в работу компрессоров должна соответствовать нагрузке в любой рассматриваемый промежуток времени:

$$V = V_{\text{н}} + q = V_k,$$

где $V_{\text{н}}$ — количество воздуха, полезно расходуемое потребителями в единицу времени; q — потери воздуха при выработке, транспортировке, использовании; V_k — суммарная производительность работающих компрессоров на станции.

Нагрузка на компрессорную станцию может быть неполной — менее 50 % от установленной производительности работающих компрессоров V_p , средней — от 50 % до 75 % от V_p и максимальной.

Максимальная нагрузка воздуха подразделяется на максимально длительную и максимально возможную $0,75 \cdot V_p < V_{\text{м.д.}} < V_p$ — максимально длительная нагрузка;

$V = V_p = V_{\text{макс}}$ — максимально возможная нагрузка;

Практика эксплуатации компрессорных станций показывает, что длительность максимально длительной нагрузки не превышает $20 \div 30$ мин., и покрывается она всеми работающими компрессорами.

Средняя и максимально длительная нагрузки на компрессорную станцию позволяют определить установленную, рабочую и резервную производительность компрессорной станции, расходы электроэнергии на привод, расходы воды и вспомогательных материалов, диаметры внутрицеховых и межцеховых трубопроводов сжатого воздуха.

Средняя нагрузка может быть определена двумя методами:

а) по укрупненному методу (обычно используется для крупных работающих потребителей):

$$V_{\text{ср}} = \frac{V_1}{\tau_{\text{раб.год}}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \tag{2.5.13}$$

где V_1 — годовой расход сжатого воздуха, $\text{м}^3/\text{год}$.

$$V_{\Gamma} = \alpha_{\Pi} \cdot \Pi_{\text{год}}, \text{ м}^3/\text{год}, \tag{2.5.14}$$

где: α_{Π} — средний расход сжатого воздуха на единицу продукции, например, $\text{м}^3/\text{т}$; $\Pi_{\text{год}}$ — годовой выпуск продукции, например, $\text{т}/\text{год}$; $\tau_{\text{раб.год}}$ — годовое число часов работы оборудования.

б) по расчетному методу, используемому обычно для более мелких потребителей (пневмоприемников) при большом их разнообразии и численности, разновременных режимах их работы.

При этом различают два типа пневмоприемников: пневмоинструменты (более мелкие потребители, более краткий режим работы) и пневмооборудование (более длительный режим работы, большие единичные расходы воздуха).

Для каждой i -й однотипной группы пневмоинструментов суммарный расход воздуха находится:

$$V_{\text{ср.ин.}i} = \sum_{i=1}^n q_{i.\text{ин}} \cdot K_{\text{спр}}, \tag{2.5.15}$$

и для j -й группы пневмооборудования:

$$V_{\text{ср.об.}j} = \sum_{j=1}^m q_{j.\text{об}} \cdot K_{\text{исп}} \cdot K_{\text{изн}} \cdot K_{\text{ут}}, \tag{2.5.16}$$

где: n и m , соответственно, число однотипных инструментов и оборудования в i -й и j -й группах; $q_{i.\text{ин}}$ —

номинальный расход воздуха потребителем, от-

несенный к условиям всасывания компрессора, $\text{м}^3/\text{мин}$;

$K_{\text{р}} = K_{\text{зап}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot K_{\text{изн}} \cdot K_{\text{ут}}$ — коэффициент спроса,

учитывающий загрузку пневмоинструмента, характеризуемую $K_{\text{зап}}$, одновременность работы однотип-

ных пневмоприемников в группе, характеризуемую коэффициентом $K_{\text{одн}}$, потери воздуха в пневмоинст-

рументе за счет износа ($K_{\text{изн}}$) и потери сжатого воздуха за счет утечек в соединительных патрубках, арма-

туре, шлангах $K_{\text{ут}}$; $K_{\text{исп}} = \frac{t}{T}$ — коэффициент исполь-

зования оборудования при продолжительности смены

T , мин., и времени работы пневмооборудования в течение смены t , мин.

Величина перечисленных коэффициентов определяется экспериментально, на основании статистической обработки результатов исследования большого числа пневмоприемников.

Наиболее часто встречаются такие значения коэффициентов:

$$K_{\text{одн}} = 0,5 \div 0,8;$$

$$K_{\text{зап}} = 0,6 \div 0,7;$$

$$K_{\text{изн}} = 1,12 \div 1,2;$$

$$K_{\text{ут}} = 1,05 \div 1,1;$$

$$K_{\text{исп}} = 0,4.$$

Более подробно сведения о приведенных коэффициентах для разнообразных пневмоприемников можно найти в литературе [10].

Суммарная средняя нагрузка по объекту:

$$V_{\text{ср}} = \sum_{i=1}^n V_{\text{ср.ин}} + \sum_{j=1}^m V_{\text{ср.об}} + q. \tag{2.5.17}$$

По средней нагрузке определяют максимальную нагрузку:

$$V_{\text{max}} = V_{\text{ср}} \cdot K_{\text{max}}, \tag{2.5.18}$$

где: K_{max} — коэффициент максимума, обычно принимаемый $1,2 \div 1,5$ (большие значения относятся к меньшему количеству потребителей с большими расходами воздуха при сравнительно редком включении).

Максимально длительную нагрузку определяют по формуле:

$$V_{\text{м.д.}} = \beta \cdot \sum_{l=1}^n V_{\text{max}}, \tag{2.5.19}$$

где: β — коэффициент одновременности, учитывающий вероятность несовпадения во времени максимальных нагрузок цехов или отделений предприятия.

Коэффициент β имеет различные значения от 0,85 до 0,95 и с увеличением числа цехов уменьшается.

По максимально длительной нагрузке определяют число компрессоров (наиболее просто задача решается для однотипных компрессоров):

$$\Pi_{\text{к}} = \frac{V_{\text{м.д.}}}{V_{\text{к}}}, \tag{2.5.20}$$

где: $\Pi_{\text{к}}$ — число компрессоров; $V_{\text{к}}$ — единичная производительность компрессора.

5.4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

5.4.1. Основные технико-экономические показатели

Согласно «Правилам технической эксплуатации воздушных компрессорных станций» [20], к основным технико-экономическим показателям компрессорных станций относятся:

- количество поданного в общую сеть сжатого воздуха, приведенного к нормальным условиям по ГОСТ 12444-80, м³/мин;
- удельный расход электроэнергии на выработку сжатого воздуха, кВт/1000 м³;
- себестоимость отпущенного в общую сеть сжатого воздуха, руб./1000 м³;
- потери сжатого воздуха в сетях, % от количества воздуха, поступившего в сеть;
- коэффициент использования основного оборудования станции:

$$K_{\text{исп}} = \frac{\tau_p}{\tau_p + \tau_{\text{вп}} + \tau_{\text{ппр}}} \cdot 100 \%,$$

(2.5.21)

где: τ_p — время работы, ч; $\tau_{\text{вп}}$ — время вынужденного простоя, включая внеплановый ремонт, ч; $\tau_{\text{ппр}}$ — время планово-предупредительных ремонтов, ч.

Коэффициент резерва компрессорной станции:

$$K_{\text{рез}} = \frac{V_y \cdot V_k}{V_{\text{ср}}} \cdot 100 \%,$$

(2.5.22)

где: V_y — суммарная паспортная производительность всех установленных компрессоров, м³/ч; V_k — паспортная производительность наиболее крупного компрессора, м³/ч; $V_{\text{ср}}$ — фактическая потребность в сжатом воздухе, м³/ч.

Для расчета технико-экономических показателей каждая компрессорная установка производительностью 100 м³/мин и более должна быть оснащена самопишущим расходомером для учета выработки сжатого воздуха, счетчиком электроэнергии, самопишущими приборами для регистрации температуры воздуха

(в зависимости от места установки расходомера) давления воздуха в нагнетательном патрубке до обратного клапана. Компрессорная установка должна быть также снабжена приборами для измерения параметров, определяющих ее тепловой и газодинамический режим работы, в том числе:

- сопротивления по воздуху промежуточных и конечного воздухоохладителей и воздушного фильтра;
- разрежения на всасывании компрессора;
- температуры воздуха на всасывании и нагнетании каждой ступени компрессора и после промежуточных и конечного воздухоохладителей;
- температуры воды, поступающей и выходящей из каждого промежуточного и конечного воздухоохладителей.

Компрессоры, сжимающие одинаковые газы при равных внешних условиях — начальном и конечном давлении, начальной температуре газа и температуре охлаждающей воды, — сравниваются по удельной мощности.

Удельной мощностью называется мощность на валу компрессора, приходящаяся на единицу производительности по ГОСТ 18985-73. Для поршневых компрессоров общего назначения при начальных параметрах воздуха на всасывании, приведенных к нормальным условиям по ГОСТ 12449-80, давлению на нагнетании 0,9 МПа и температуре охлаждающей воды 15 °С установлены следующие максимальные значения удельной мощности.

Таблица 2.5

Значения удельной мощности поршневых компрессоров

Производительность компрессора, м³/мин	3	6	10	20	30	50	100
Удельная мощность, кВт/ м³/мин	6,5	6,2	5,7	5,6	5,7	5,3÷5,4	5,0

Удельная мощность центробежных компрессоров общего назначения, широко распространенных промышленности, при тех же параметрах по воздуху но при температуре охлаждающей воды 20 °С, в значительной степени зависит от производительности компрессора.

В табл. 2.5.8 приведены значения удельных мощностей отечественных и зарубежных винтовых компрессоров.

Таблица 2.5

Значения удельной мощности турбокомпрессоров

Производительность компрессора, м³/мин	250	350	500	900	1500	3000	4250	5500
Удельная мощность, кВт/ м³ /мин	5,88	5,77	6	4,97	5,2	5,03	3,37	3,94

Значения удельной мощности винтовых компрессоров

Производительность компрессора, м ³ /мин	3	6	10	20	30	50	80
Удельная мощность, Вт/м ³ /мин	5,9	5,9	5,8	5,3	5,5	6,1	6,1

По удельной мощности проще и удобнее, чем по другим технико-экономическим показателям, оценивать работу компрессоров, но удельная мощность не определяет экономичность компрессорной установки в целом.

Для эксплуатации, в конечном счете, важен удельный расход электроэнергии на выработку сжатого воздуха за определенный период.

Методика нормирования расхода электроэнергии на выработку сжатого воздуха

К наиболее технически обоснованным методикам по нормированию расхода электрической энергии на выработку сжатого воздуха можно отнести методику, разработанную во ВНИИОчермет [5] для предприятий черной металлургии. В основу методики положен расчетно-аналитический метод определения индивидуальных (по каждой компрессорной установке) и групповых (по компрессорному цеху) норм расхода электрической энергии на выработку сжатого воздуха, суть которой в переработанном виде [10] излагается ниже.

При выработке сжатого воздуха электрическая энергия расходуется на технологические и вспомогательные нужды производства, в том числе:

- технологические — на привод компрессора и насосов подачи охлаждающей воды, осушку сжатого воздуха;
- вспомогательные — на работу вспомогательного оборудования, вентиляцию, освещение, внутрицеховой транспорт и потери в электросетях.

Общепроизводственная норма удельного расхода электрической энергии на выработку сжатого воздуха:

$$P_l = P_l^T + P_l^B, \quad (2.5.23)$$

где: P_l^T — технологическая норма удельного расхода электрической энергии на выработку сжатого воздуха, кВт·ч/1000 м³; P_l^B — норма удельного расхода электрической энергии на вспомогательные нужды при выработке сжатого воздуха, кВт·ч/1000 м³.

Технологическая норма удельного расхода электрической энергии, в свою очередь, равна:

$$P_l^T = P_l^K + P_l^{OХЛ} + P_l^{OC}, \quad (2.5.24)$$

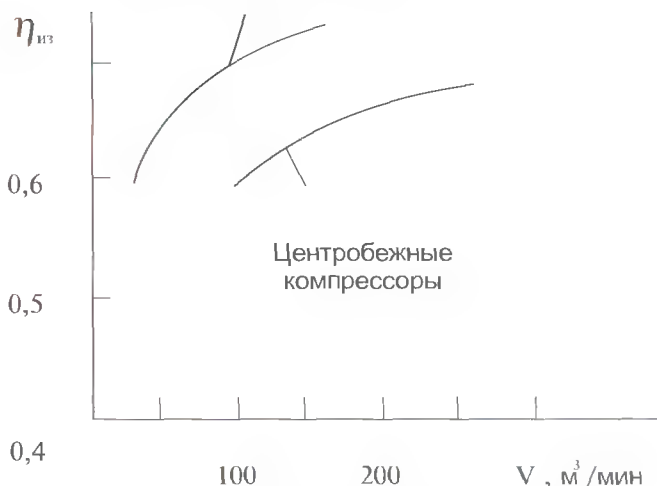


Рис. 2.5.2. Среднее значение изотермического КПД компрессоров

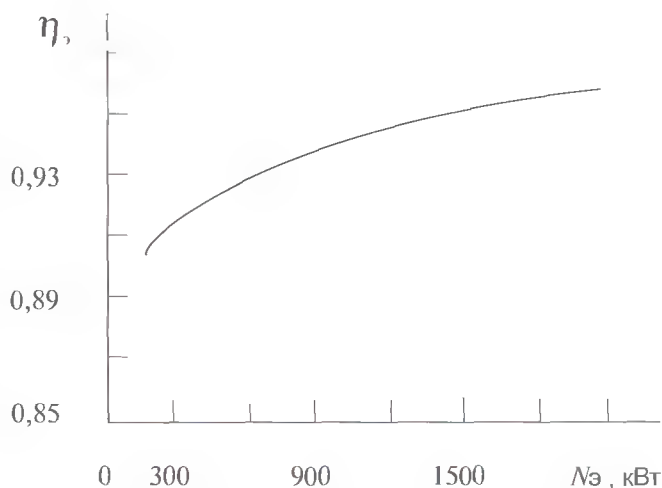


Рис. 2.5.3. Среднее значение КПД электродвигателей

где: P_l^K , $P_l^{OХЛ}$ — соответственно норма удельного расхода электроэнергии на привод компрессоров и насосов охлаждающей воды, кВт·ч/1000 м³; P_l^{OC} — норма удельного расхода электроэнергии на осушку сжатого воздуха, кВт·ч/1000 м³.

Норма удельного расхода электроэнергии на привод рассчитывается на теплый и холодный периоды года по каждому компрессору цеха:

$$P_l^0 = \frac{\alpha \cdot N_{3u}}{3600 \cdot \eta_{из} \cdot \eta_{Э} \cdot \eta_{пер} \cdot \eta_{мех}}, \quad (2.5.25)$$

здесь: α — поправочный коэффициент для перевода в нормальные кубические метры воды; $\eta_{из}$ — изотермический КПД компрессора (см. рис. 2.5.2); $\eta_{Э}$ — КПД электропривода (см. рис. 2.5.3); $\eta_{пер}$ — КПД передачи (см. табл. 2.5.9); $\eta_{мех}$ — механический КПД компрессоров, для поршневых компрессоров равный 0,8÷0,95, для центробежных — 0,96÷0,99.

Таблица 2.5.9.

Значение КПД передач

Тип передачи	КПД передач
Ременная	0,85–0,9
Клиноременная	0,93–0,97
Редукторная	0,98
Непосредственное соединение с помощью муфты	1,0

Таблица 2.5.10.

Расчетные параметры атмосферного воздуха некоторых регионов России

Пункт	Среднее барометрическое давление $B_{ср}$, мм рт. ст.	Температура, °С, теплый / холодный период
Волгоград	745	28,6 / –13,0
Екатеринбург	730	20,7 / –20,0
Златоуст	715	20,0 / –20,0
Караганда	715	25,1 / –20,0
Комсомольск–на–Амуре	760	22,8 / –27,0
Липецк	745	24,4 / –15,0
Магнитогорск	730	22,8 / –22,0
Москва	745	22,3 / –14,0
Нижний Тагил	730	21,5 / –21,0
Новокузнецк	745	24,1 / –23,0
Орск	745	26,3 / –21,0
Челябинск	745	22,8 / –20,0

$N_{из}$ — изотермическая мощность компрессора на сжатие 1 м^3 воздуха ($\text{Вт}/\text{м}^3$) или на сжатие учетной единицы воздуха 1000 м^3 , $\text{кВт} \cdot \text{ч}/1000 \text{ м}^3$:

$$N_{из} = P_1 \cdot V_1 \cdot \ln \frac{P_2}{P_1} = R \cdot T_1 \cdot \ln \frac{P_2}{P_1}, \quad (2.5.26)$$

где: P_1 и P_2 — соответственно давление нагнетания и всасывания, Па; $V_1 = 1 \text{ м}^3/\text{с}$ — объем сжимаемого воздуха.

$$\alpha = (273 + t_{ср}) / 0,38 \cdot B_{ср}, \quad (2.5.27)$$

где: $t_{ср}$ — средняя температура всасываемого воздуха в теплый или холодный период года, °С (принимается по табл. 2.5.10); $B_{ср}$ — среднее барометрическое давление, мм рт. ст. (принимается по табл. 2.5.10).

Норма удельного расхода электроэнергии на сжатие воздуха различна в теплый и холодный периоды года, что учитывается поправкой на температуру всасываемого воздуха; с учетом степени износа и разгрузки компрессора определяется по формуле:

$$P_I^D = P_I^O \cdot K_{изм} \cdot K_{рег} \cdot K_T, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.5.8)$$

где: $K_{изм}$ — коэффициент, учитывающий износ компрессора: для нового компрессора; $K_{изм} = 1,0$; для компрессора в работе $1,0 \div 1,1$ в зависимости от срока эксплуатации; $K_{рег}$ — коэффициент, учитывающий степень загрузки — глубины регулирования (определяется по табл. 2.5.11); K_T — поправочный коэффициент на температуру всасываемого воздуха (см. рис. 2.5.4).

Расход электроэнергии приводом компрессора рассчитывается отдельно в теплый и холодный периоды года по формуле:

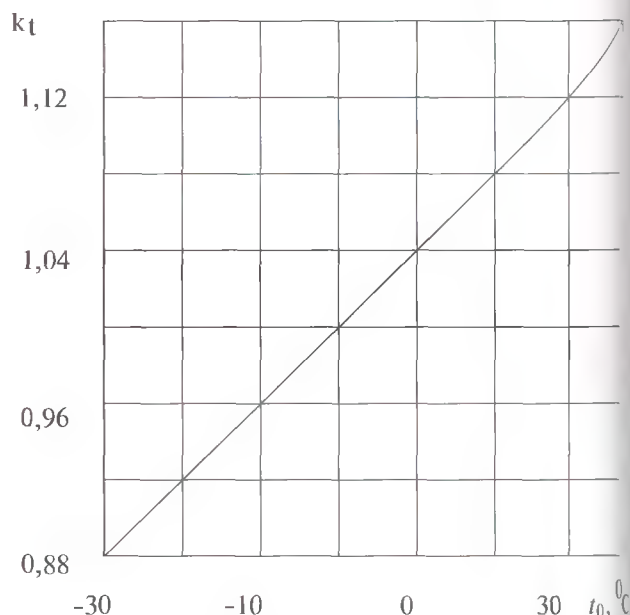
$$\Theta_{Т,Х} = \frac{P_I}{1000} \cdot V \cdot \tau_{Т(Х)}, \quad (2.5.9)$$

где: V — объемная производительность; $\tau_{Т(Х)}$ — планируемое время работы компрессорной установки за теплый (Т) и холодный (Х) периоды времени, ч.

Суммарный плановый расход электроэнергии приводом компрессора:

$$\Theta_k = \Theta_T + \Theta_X, \quad (2.5.10)$$

где: Θ_T — расход электроэнергии приводом компрессора в теплый период года (для средней полосы апрель — сентябрь), $\text{кВт} \cdot \text{ч}$; Θ_X — расход электроэнергии приводом компрессора в холодный период года (для средней полосы октябрь — март), $\text{кВт} \cdot \text{ч}$.

Рис. 2.5.4. Поправочный коэффициент k_t на температуру всасываемого воздуха

Значение коэффициента $k_{\text{рег}}$, учитывающего степень загрузки компрессора

Тип компрессора	Степень загрузки, %							
	100	90	80	70	60	50	40	30
Поршневой компрессор								
Регулирование дополнительными полостями	1,0	1,03	1,04	1,08	1,12	1,16	1,22	1,31
Регулирование переключением на холостой ход	1,0	1,03	1,08	1,11	1,16	1,23	1,32	–
Центробежный компрессор								
Регулирование дроссельной заслонкой	1,0	1,03	1,09	1,15	1,15	–	–	–

Норма удельного расхода электроэнергии приводом i -го компрессора:

$$\Pi_i = \frac{\Theta_k \cdot 1000}{V_i \cdot (t_{Ti} + t_{Xi})}, \text{ кВт} \cdot \text{ч} / 1000 \text{ м}^3. \quad (2.5.31)$$

Норма удельного расхода электроэнергии по j -й группе из n_j однотипных компрессоров одинаковой объемной производительности:

$$\Pi_j^j = \frac{V_{Ti}^j (\tau_{Tj}^j + \tau_{Xi}^j) + \Pi_{Ti}^j (\tau_{Tj}^j + \tau_{Xi}^j) + \dots}{(\tau_{Ti}^j + \tau_{Xi}^j) + (\tau_{Ti}^j + \tau_{Xi}^j) + \dots} \quad (2.5.32)$$

$$\dots + \frac{\Pi_{Ti}^j (\tau_{Tj}^j + \tau_{Xi}^j) + \dots + \Pi_{Ti}^{n_j} (\tau_{Tj}^{n_j} + \tau_{Xi}^{n_j})}{(\tau_{Ti}^j + \tau_{Xi}^j) + \dots + (\tau_{Ti}^{n_j} + \tau_{Xi}^{n_j})}.$$

Норма удельного расхода электроэнергии приводами воздушных компрессоров в целом по станции определяется как средневзвешенная норма из m групп компрессоров разного типа (в каждой группе компрессоры одного типа):

$$\Pi_i^K = \frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \Pi_{Ti}^j (\tau_{Ti}^j + \tau_{Xi}^j) V_j}{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} (\tau_{Ti}^j + \tau_{Xi}^j) V_j}, \quad (2.5.33)$$

где: τ_{Ti}^j — планируемое суммарное время работы i -го компрессора из j -й группы в теплый период времени, ч; τ_{Xi}^j — планируемое суммарное время работы i -го компрессора из j -й группы в холодный период времени, ч; V_j — объемная производительность компрессора рассматриваемого j -го типа, $\text{м}^3/\text{ч}$; m — количество групп компрессоров разного типа; n_j — количество однотипных компрессоров в j -й группе.

Норма удельного расхода электроэнергии на работу насосов подачи охлаждающей воды рассчитыва-

ется в случае локального водоснабжения компрессорной станции:

$$\Pi_I^{\text{охл}} = \frac{\Theta_{\text{охл}}}{V_{\Pi}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч} / 1000 \text{ м}^3. \quad (2.5.34)$$

Здесь V_{Π} — планируемый объем выработки сжатого воздуха за расчетный период, тыс. м^3 .

Расход электроэнергии приводами насосов:

$$\Theta_{\text{охл}} = \frac{V_{\text{охл}} \cdot H}{367,2 \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{ЭН}} \cdot \eta_{\text{пер.Н}}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.5.35)$$

где: H — полный напор насоса, мм вод. ст.; $V_{\text{охл}}$ — планируемый расход охлаждающей воды за расчетный период, тыс. м^3 ; $\frac{V_{\text{охл}} \cdot H}{367,2 \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{ЭН}} \cdot \eta_{\text{пер.Н}}}$ — КПД насо-

са (принимается по характеристике насоса); $\eta_{\text{ЭН}}$ — КПД электропривода насоса; $\eta_{\text{пер.Н}}$ — КПД передачи (см. табл. 2.5.9).

Норма удельного расхода электроэнергии на осушку сжатого воздуха:

$$\Pi_I^{\text{ос}} = \frac{\Theta_{\text{ос}}}{V_{\Pi}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч} / 1000 \text{ м}^3, \quad (2.5.36)$$

где: $\Theta_{\text{ос}}$ — расход электроэнергии установкой осушки сжатого воздуха:

$$\Theta_{\text{ос}} = N_{\text{ос}} \cdot K_{\text{исп}}^{\text{ос}} \cdot \tau_{\text{ос}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.5.37)$$

где: $N_{\text{ос}}$ — мощность электрооборудования установки осушки воздуха (для адсорбционной осушки — мощность вентилятора и теплоэнергонагревателей (ТЭНов), для осушки холодильной установкой — мощность холодильного компрессора), кВт; $K_{\text{исп}}^{\text{ос}}$ — коэффициент использования мощности установки осушки холодильным циклом, он равен 1,0, для адсорбционной осушки 0,5÷0,75; $\tau_{\text{ос}}$ — длительность работы оборудования в течение рассматриваемого периода, ч.

Норма удельного расхода электроэнергии на вспомогательные нужды определяется по формуле (2.5.36), в которой расход электроэнергии на вспомогательные нужды при выработке сжатого воздуха равен:

$$\Theta_{\text{всп}} = \Theta_{\text{в.к}} + \Theta_{\text{осв}} + \Theta_{\text{др}} + \Theta_{\text{пот}}, \quad (2.5.38)$$

где: $\Theta_{\text{в.к}}$, $\Theta_{\text{осв}}$, $\Theta_{\text{др}}$, $\Theta_{\text{пот}}$ — соответственно расход электроэнергии на работу вентиляционных и калориферных установок, на освещение, работу различного оборудования компрессорной станции (электрозадвижки, краны и др.) и потери электроэнергии в распределительных сетях, кВт · ч.

Расход электроэнергии на работу вентиляционных и калориферных установок $\Theta_{\text{в.к}}$ определяется по формуле (2.5.37), при этом длительность работы вентиляционных установок принимается $\tau_{\text{в}} = 2900$ – 3000 ч. (май — август) и калориферных установок $\tau_{\text{к}} = 4500$ – 4600 ч. (январь, февраль, март, октябрь, ноябрь, декабрь) с коэффициентом использования $K_{\text{исп}} = 0,6$ – $0,65$.

Расход электроэнергии осветительными установками:

$$\Theta_{\text{осв}} = 1,05(\Theta_{\text{осв}}^{\text{раб}} + \Theta_{\text{осв}}^{\text{ав}}), \quad (2.5.39)$$

где: $\Theta_{\text{осв}}^{\text{раб}}$, $\Theta_{\text{осв}}^{\text{ав}}$ — расход электроэнергии освещения в рабочее и дежурное (аварийное) время, кВт · ч.

Расход электроэнергии на оба вида освещения определяется по формуле (2.5.37), где коэффициент использования осветительных установок приведен в табл. 2.5.12, а число часов работы освещения в году — в табл. 2.5.13. Расход электроэнергии на работу различного оборудования компрессорной станции $\Theta_{\text{др}}$ оп-

таблица 2.5.12.

Значение коэффициента спроса k_c осветительных нагрузок

Осветительные нагрузки	k_c
Мелкие производственные здания и помещения	1,0
Производственные здания, состоящие из 2÷3 крупных пролетов	0,95
Производственные здания, состоящие из большого числа пролетов (> 3)	0,85
Административные здания и помещения общественного питания	0,9
Склады, электрические подстанции	0,6
Аварийное освещение	1,0

Годовое использование осветительных установок по широтам России, ч

Географическая широта	Рабочее и аварийное освещение при наличии естественного освещения			
	Одна смена	Две смены	Три смены	Непрерывная работа
46°	550	2100	4000	4800
56° (Москва–Екатеринбург)	600	2100	4000	4800
64°	700	2100	4000	4800

ределяется по статистическим данным или по технической карте. Потери электроэнергии в электрораспределительных сетях принимаются равными:

$$\Theta_{\text{п}} = 0,005(\Theta_{\text{к}} + \Theta_{\text{охл}} + \Theta_{\text{ос}} + \Theta_{\text{кв}} + \Theta_{\text{осв}} + \Theta_{\text{др}}), \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.5.40)$$

Полученная расчетно-аналитическим методом норма удельного расхода электроэнергии на выработку учетной единицы 1000 м^3 сжатого воздуха сопоставляется с отчетными нормами, полученными на основе статистических данных за предшествующие годы. Отчетная норма удельного расхода электроэнергии на 1000 м^3 сжатого воздуха за определенный период (обычно это месяц) получается путем деления общего расхода электроэнергии компрессорной станцией $\Theta_{\text{кк}}$ (кВт · ч) на фактическую выработку сжатого воздуха, приведенного к нормальным условиям по ГОСТ 12449-80 $V_{\text{кк}}$, тыс. м^3 :

$$П_l = \frac{\Theta_{\text{кк}}}{V_{\text{кк}}}. \quad (2.5.41)$$

Сравнение расчетной и фактической норм удельного расхода электроэнергии позволяет выявить причины перерасхода электроэнергии и наметить организационно-технические мероприятия по энергосбережению на компрессорной станции.

Пример.

Расчет нормы удельного расхода электроэнергии на выработку сжатого воздуха.

Компрессорная станция оборудована двумя компрессорами К-250-1-1 и одним компрессором К-250-61-5.

Рабочие характеристики компрессоров К-250-1-1 и К-250-51-5

Характеристики компрессоров	К-250-51-5	К-250-1-1
Объемная производительность V , м ³ /ч	15 300	14 400
Рабочее давление P_2 , МПа	0,7	0,7
Давление всасывания P_1 , МПа	0,098	0,098
Изотермический КПД $\eta_{из}$	0,64	0,62
КПД передачи $\eta_{пер}$	0,98	0,98
КПД электродвигателя η	0,975	0,97
Коэффициент износа компрессорной установки $k_{из}$	1,01	1,06
Коэффициент степени загрузки $k_{пер}$	1,0	1,15
Поправочный коэффициент на температуру всасываемого воздуха k_T : - теплый период - холодный период	1,081 0,92	1,081 0,92
Планируемое время работы компрессора (один компрессор в резерве): - теплый период - холодный период - всего в году	4112 4368 8280	4112 4368 8280
Расход охлаждающей воды $V_{охл}$, м ³ /ч	190	190
Напор, создаваемый насосом H , мм вод. ст.	30	30
КПД насоса η_n	0,8	0,8
КПД электродвигателя насоса $\eta_э$	0,96	0,96

Таблица 2.5.15.

Расчетные параметры атмосферного воздуха в месте расположения компрессорной станции

Среднее барометрическое давление	730 мм рт. ст.
Средняя температура воздуха: - теплый период - холодный период	20,7 20
На компрессорной станции установлен адсорбционный блок осушки воздуха «Атлас Копко» производительностью	250 м ³ /мин
Электрическая нагрузка блока осушки (десорбция): - вентилятор - теплоэлектронагреватели (ТЭНы)	11 кВт 72 кВт
Коэффициент использования мощности: - теплый период - холодный период	0,75 0,5
Осветительная нагрузка: - основная - аварийная	20 5
Отопление здания компрессорной станции	водяные регистры

**Расчет норм электрической энергии, потребляемой приводом компрессорных установок
в холодный и теплый периоды года**

Параметр	Расчетная формула	Компрессор	
		К-250-51-5	К-250-1-1
Изотермическая мощность компрессора на сжатие 1 м ³ воздуха, Вт/м ³	$N_{из} = 0,098 \cdot 10^6 \cdot \ln(0,7/0,098)$	$192,7 \cdot 10^3$	$192,7 \cdot 10^3$
Поправочный коэффициент для перевода в норм. кубометры	Теплый период года: $\alpha_T = \frac{273 + 20,7}{0,38 \cdot 730}$ Холодный период года: $\alpha_X = \frac{273 - 20}{0,38 \cdot 730}$	0,912	0,912
Номинальная норма удельного расхода электроэнергии, кВт · ч/тыс. м ³	Теплый период года: $n_{e1}^{OT} = \frac{1,058 \cdot 192,7 \cdot 10^3}{3600 \cdot 0,64 \cdot 0,975 \cdot 0,98 \cdot 0,98}$ $n_{e2}^{OT} = \frac{1,058 \cdot 192,7 \cdot 10^3}{3600 \cdot 0,60 \cdot 0,975 \cdot 0,98 \cdot 0,98}$ Холодный период года: $n_{e1}^{OX} = \frac{0,912 \cdot 192,7 \cdot 10^3}{3600 \cdot 0,64 \cdot 0,975 \cdot 0,98 \cdot 0,98}$ $n_{e2}^{OX} = \frac{0,912 \cdot 192,7 \cdot 10^3}{3600 \cdot 0,60 \cdot 0,975 \cdot 0,98 \cdot 0,98}$	94,5 81,46	101,3 87,34
Норма удельного расхода электроэнергии с учетом износа, степени загрузки и поправки на температуру всасываемого воздуха, кВт · ч/тыс. м ³	Теплый период года: $n_{e1}^{ДТ} = 94,5 \cdot 1,01 \cdot 1,0 \cdot 1,08$ $n_{e2}^{ДТ} = 101,3 \cdot 1,06 \cdot 1,15 \cdot 1,08$ Холодный период года: $n_{e1}^{ДХ} = 81,46 \cdot 1,01 \cdot 1,0 \cdot 0,92$ $n_{e2}^{ДХ} = 87,34 \cdot 1,06 \cdot 1,15 \cdot 0,92$	103,08 75,69	133,36 97,92
Расход электроэнергии компрессорами, кВт · ч	Теплый период года: $\mathcal{E}_T' = 103,08 \cdot 15\,300 \cdot 4112 \cdot 10^{-3}$ $\mathcal{E}_T'' = 133,36 \cdot 14\,400 \cdot 4112 \cdot 10^{-3}$ Холодный период года: $\mathcal{E}_T' = 75,69 \cdot 15\,300 \cdot 4368 \cdot 10^{-3}$ $\mathcal{E}_T'' = 97,92 \cdot 14\,400 \cdot 4368 \cdot 10^{-3}$	$6,485 \cdot 10^6$ $5,0584 \cdot 10^6$	$7,8966 \cdot 10^6$ $6,1591 \cdot 10^6$
Суммарный расход электроэнергии приводом компрессора, кВт · ч	$\mathcal{E}_K = 6,485 \cdot 10^6 + 5,0854 \cdot 10^6$ $\mathcal{E}_K = 7,8966 \cdot 10^6 + 6,1591 \cdot 10^6$	$11,5434 \cdot 10^6$	$14,0557 \cdot 10^6$
Норма удельного расхода электроэнергии приводом компрессора, кВт · ч/тыс. м ³	$n_{e1}^K = \frac{11,5434 \cdot 10^6 \cdot 10^3}{15300 \cdot 8280}$ $n_{e2}^K = \frac{14,0557 \cdot 10^6 \cdot 10^3}{14400 \cdot 8280}$	91,12	117,88
Норма среднего удельного расхода электроэнергии приводом компрессоров, кВт · ч/тыс. м ³	$n_{cp} = \frac{91,12 \cdot 15300 + 117,88 \cdot 14400}{15300 + 14400}$	104,09	
Норма удельного расхода электроэнергии на работу насосов подачи охлаждающей воды, кВт · ч/тыс. м ³	$n_{e1}^{ОХЛ} = \frac{480 \cdot 10^3}{(15300 + 14400) \cdot 10^3 \cdot 8760}$	1.84	

Параметр	Расчетная формула	Компрессор	
		К-250-51-5	К-250-1-1
Расход электроэнергии приводами насосов, кВт · ч/тыс. м ³	$\Theta_{\text{охл}} = \frac{(190 + 325) \cdot 8760,30 \cdot 10^3}{10^3 \cdot 367,2 \cdot 0,8 \cdot 0,96}$	480 · 10 ³	
Расход электроэнергии на осушку сжатого воздуха адсорбционным методом, кВт · ч/тыс. м ³	Теплый период года: $\Theta_{\text{осуш}}^T = 83 \cdot 0,75 \cdot 4112$	255 972	
	Холодный период года: $\Theta_{\text{осуш}}^T = 83 \cdot 0,5 \cdot 4368$	181 272	
Суммарный расход электроэнергии на осушку сжатого воздуха, кВт · ч/тыс.м ³	$\Theta_{\text{осуш}} = \Theta_{\text{осуш}}^T + \Theta_{\text{осуш}}^T = 25\,597 + 181\,272$	437 244	
Норма удельного расхода электроэнергии на осушку сжатого воздуха, кВт · ч/тыс. м ³	$n_e^{\text{осуш}} = \frac{437244}{15300 \cdot 8760 \cdot 10^3}$	3,262	
Расход электроэнергии на освещение, кВт · ч	$\Theta_{\text{осв}}^{\text{раб}} = 20 \cdot 0,85 \cdot 4800$	81 600	
	$\Theta_{\text{осв}}^{\text{ав}} = 5 \cdot 1,0 \cdot 4800$	24 000	
Потери электроэнергии в сетях, кВт · ч	$\Theta_{\Pi} = 0,005 \cdot (25,5991 + 0,48 + 0,4372 + 0,1108) \cdot 10^6$	133 136	
Общий расход электроэнергии на освещение и потери в электросетях, кВт · ч	$\Theta_{\text{осв}} = \Theta_{\text{осв}} + \Theta_{\text{осв}} = 110\,880 + 133\,136$	244 016	
Норма удельного расхода электроэнергии на освещение и потери в электросетях, кВт · ч	$n_e^{\text{об}} = \frac{244016}{(15300 + 14400) \cdot 10^{-3} \cdot 8760}$	0,938	
Норма удельного расхода электроэнергии по компрессорной станции, кВт · ч	$n_e^{\text{кс}} = n_e^{\text{охл}} + n_e^{\text{осуш}} + n_e^{\text{об}} = 104,09 + 1,84 + 3,262 + 0,938$	110,13	

2.5.2 Себестоимость сжатого воздуха

Расходы на выработку сжатого воздуха C складываются из энергетических затрат $\sum C_{\text{Э}}$, затрат на обслуживание и накладные расходы C_0 , амортизационные отчисления C_a и прочие расходы $C_{\text{пр}}$:

$$C = \sum C_{\text{Э}} + C_0 + C_a + C_{\text{пр}}. \quad (2.5.42)$$

Основная составляющая затрат приходится на оплату потребляемой электроэнергии, расчеты по которой осуществляются по двухставочному тарифу и для основного оборудования (привода компрессорных машин) определяются по формуле:

$$C_{\text{Э}}^K = \sum_i^m (n_i \cdot N_{\text{Э}i} \cdot P_N) + \sum_i^m (\Pi_{\text{раб.}i} \cdot N_{\text{Ci}} \cdot \tau_{\text{Ki}} \cdot P_{\text{Э}}), \quad (2.5.43)$$

где: $N_{\text{Э}i}$ — установленная мощность привода компрессора из i -й группы однотипных компрессоров, кВт; N_{Ci} — мощность, потребляемая компрессором i -й группы, кВт; P_N — плата за 1кВт · ч электроэнергии, руб.; τ_{Ki} — годовой фонд работы компрессора i -й группы, ч; Π_i , $\Pi_{\text{раб.}i}$ — количество однотипных компрессоров с учетом резервного и без него соответственно; m — количество однотипных компрессоров.

Оплата электроэнергии, потребляемой электродвигателями насосов системы охлаждения, системы вентиляции, крановых двигателей, электрического освещения и электрооборудования систем осушки сжатого воздуха (если таковые установлены на компрессорной станции), обычно не превышает 4,0 % электроэнергии, затраченной на привод компрессоров. Поэтому общие затраты на электроэнергию компрессорной станции определяются по формуле:

$$\sum C_{\text{Э}} = C_{\text{Э}}^K + 0,04 \sum_i^m (\Pi_{\text{раб.}i} \cdot N_{\text{Ci}} \cdot \tau_{\text{Ki}} \cdot P_{\text{Э}}). \quad (2.5.44)$$

В затраты на обслуживание входят: заработная плата персонала, затраты на ремонт основного и вспомогательного оборудования, затраты на воду для системы охлаждения, отопления компрессорной станции, смазочные и обтирочные материалы, услуги цеха КИПиА и транспортные услуги.

Зарботная плата основного и ремонтного персонала компрессорной станции с отчислением на соцстрах определяется принятой на предприятии сетки по оплате рабочих разрядов для основных и вспомогательных цехов. Стоимость текущего и капитального ремонтов основного и вспомогательного оборудования определяется ценниками, принятыми для данной отрасли промышленности. Затраты на восполнение воды в систему оборотного водоснабжения можно определить по формуле:

$$C_W = e \cdot P_W \sum_i^m V_{Wi} \cdot \tau_{Wi}, \tag{2.5.45}$$

где: e — коэффициент, учитывающий добавку воды в систему оборотного водоснабжения вследствие ее потерь на ветровой брызгоунос, испарение, потерь в грунт, продувку для снижения жесткости; обычно принимают $e = 0,003-0,1$ в зависимости от конструкции охладителя воды (градирни, брызгальный бассейн); V_{Wi} — расход воды в системе оборотного водоснабжения компрессорной станции, зависящий от количества работающих однотипных компрессоров, $\text{м}^3/\text{ч}$; τ_{Wi} — время работы системы охлаждения, ч; P_W — стоимость 1 м^3 воды, руб.; m — количество групп однотипных компрессоров.

Средние нормы амортизационных отчислений составляют 3–8 % от капитальных затрат, куда входит стоимость здания и дополнительных сооружений, отчислений на строительно-монтажные работы и другие расходы согласно проектной смете. В прочие расходы входят затраты на охрану труда (спецодежда, инспекция, материалы), стоимость холодной и горячей воды на сантехнические нужды, благоустройство и др.

Таблица 2.5.17.

Себестоимость сжатого воздуха приведена для типовой компрессорной станции общего назначения

Виды затрат	Величина затрат, руб/1000 м³
Затраты на электроэнергию	81
Зарплата	8,0
Амортизационные отчисления	6,0
Затраты на обслуживание (без зарплаты)	3,0
Стоимость добавочной воды	1,0
Прочие расходы	1,0

Примерная структура себестоимости сжатого воздуха приведена для типовой компрессорной станции общего назначения производительностью 30 000 $\text{м}^3/\text{ч}$ в табл. 2.5.17.

В зависимости от местных условий действительное распределение расходов может изменяться за время эксплуатации компрессорных установок. Например себестоимость сжатого воздуха может быть снижена за счет мероприятий по энергосбережению.

5.5. АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СИСТЕМЫ ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЯ. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОАУДИТ СВС

На рис. 2.5.5 представлена в виде алгоритма универсальная схема анализа системы воздухоснабжения, целью которой является определение потерь в системе, установление приоритетов в значимости потерь и выработка мероприятий, направленных на их снижение.

В табл. 2.5.18 показаны результаты конкретных расчетов в виде баланса потоков энергии в СВС, в качестве примера использованы данные эксплуатации турбокомпрессора К-250. Изучение результатов исследований работ и опытно-промышленных испытаний СВС показывает, что составляющие потоков энергии в процентах достаточно типичны для любого компрессора, поэтому дальнейшие выводы и рекомендации будут построены в основном для приведенных данных.

В данном анализе, результатом которого является табл. 2.5.18, приняты: температура охлаждающей воды — 25 °С, температура воздуха на входе во вторую и третью секции турбокомпрессора — 40 °С при температуре окружающей среды 20 °С.

Гидравлическое сопротивление в ПО и КО приняты 50 мм вод. ст., в действительности в эксплуатации имеют место более высокие значения температур и гидравлических сопротивлений.

Одна из наибольших потерь — потеря в самом компрессоре, составляет около 20 % (определена соответственно его адиабатным КПД 80 %). Снижение потерь в самом компрессоре, как правило, не в компетенции работников, эксплуатирующих систему воздухоснабжения.

Потери в системе регулирования приняты 9 %, при эксплуатации, особенно если применен самый неэкономичный способ регулирования — сброс воздуха в атмосферу (или перепуском с нагнетания на всасывание), потери при регулировании могут достигать 30 % и более.

На рис. 2.5.6 представлено сопоставление эффективности различных способов регулирования в координатах:

$$\bar{\eta} = f(\bar{V}),$$

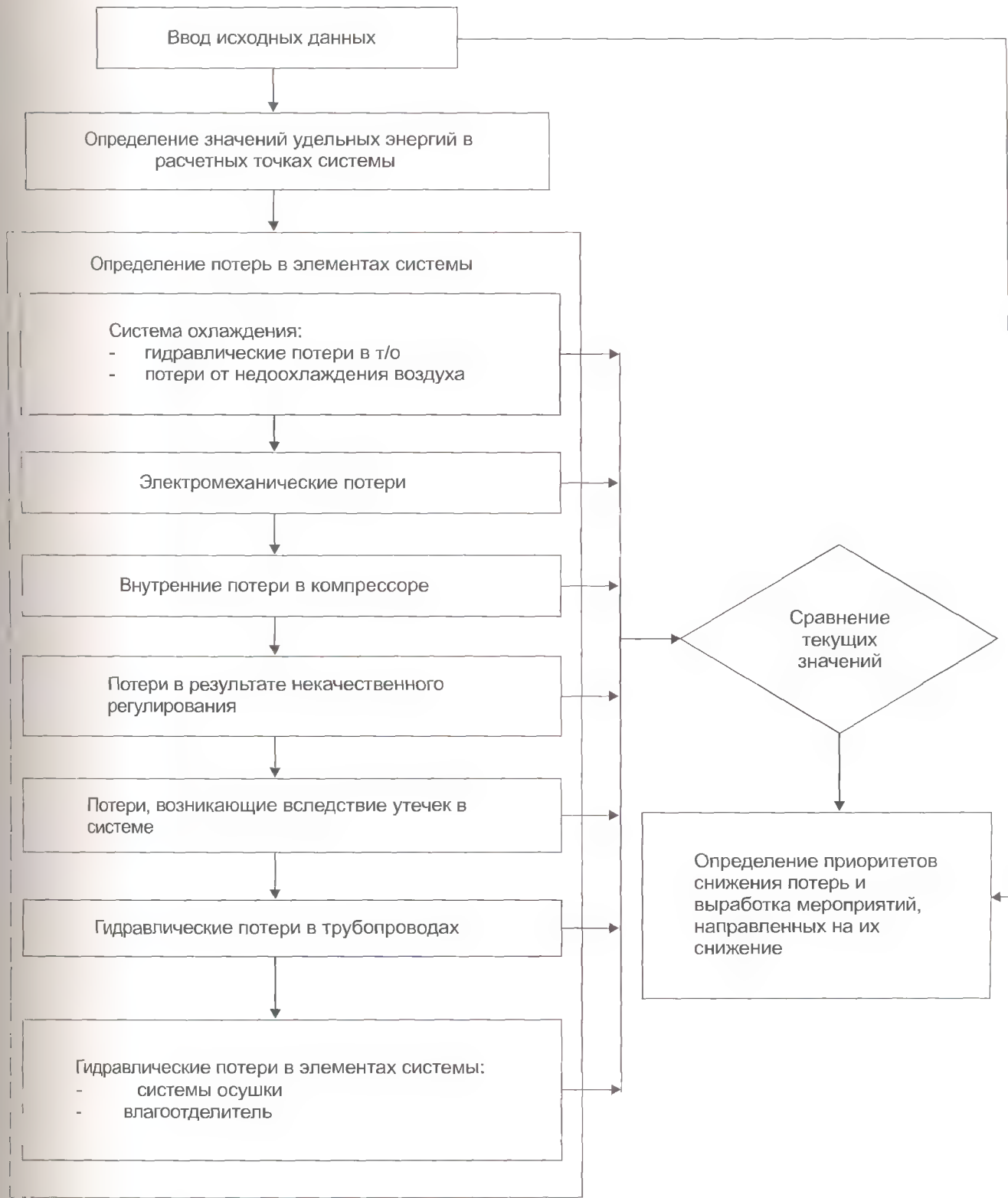


Рис. 2.5.5. Универсальная схема анализа системы воздухообеспечения

где: $\bar{\eta} = \frac{\eta}{\eta_p}$ — относительный КПД при значениях η — КПД на любом режиме; η_p — КПД на расчетном режиме; $\bar{V} = \frac{V}{V_p}$ — относительный расход; V — расход на режиме эксплуатации; V_p — расход на расчетном режиме.

Из графиков следует, что самым экономичным способом регулирования является изменение скорости вращения ротора (частотное регулирование). Применимость его в ряде случаев ограничена сложностью и высокими капитальными вложениями.

Энергетический баланс СВС

Подвод энергии			Отвод энергии		
Параметр	кВт	%	Параметр	кВт	%
Электроэнергия на компрессоре, $E_{вх}$	1600	95,35	Электроэнергетические потери в компрессоре, $D_{эм}$	80,1	4,7
Электроэнергия на насос в системе охлаждения (СО), $E_{вх}$	28	1,67	Внутренние потери в компрессоре, $D_{эм}$	309,58	18,4
Электроэнергия на холодильный компрессор системы осушки (СО), $E_{вх}$	50	2,98	Потери в системе охлаждения (СО): а) из-за недоохлаждения; б) из-за гидравлических сопротивлений	216,91 8,93	12,93 0,53
			Потери при сбросе через разгрузочную линию, $D_{эм}$	151,87	9,05
			Потери во влагоотделителе (ВО), $D_p^{во}$	7,81	0,47
			Потери в системе осушки (ОС), $D_p^{ос}$	12,15	0,72
			Потери в трубопроводах, $D_p^{тп}$	12,15	0,72
			Потери из-за утечек вне компрессорной установки (КУ), $D_{ут}$	44,53	2,65
			Энергия (работоспособность) сжатого воздуха, направляемого к потребителю, $E_{потр}$	833,89	49,7
Всего	1678	100		1677,92	99,99

Регулирование сбросом воздуха — самый неэффективный способ, но его применение в большинстве турбокомпрессоров оправдано простотой реализации и высокой надежностью.

Потери в системе охлаждения (СО) в табл. 2.5.18 представлены величиной около 13 %, определяются недоохлаждением воздуха в промежуточных охладителях и, как следствие, перерасходом энергии на сжа-

тие воздуха. Другая составляющая потеря связана с гидравлическим сопротивлением по воздуху в промежуточных и концевом теплообменниках.

В действительности потери в СО могут быть значительно выше, что связано с ухудшением работы теплообменников из-за низкого качества охлаждающей воды, снижения расхода воды при ее охлаждении в открытых циклах, образованием отложений солей на

—▲— Поворотные лопатки —■— Диффузоры —◆— Дросселирование
—○— Частотное регулирование —●— Регулирование сбросом

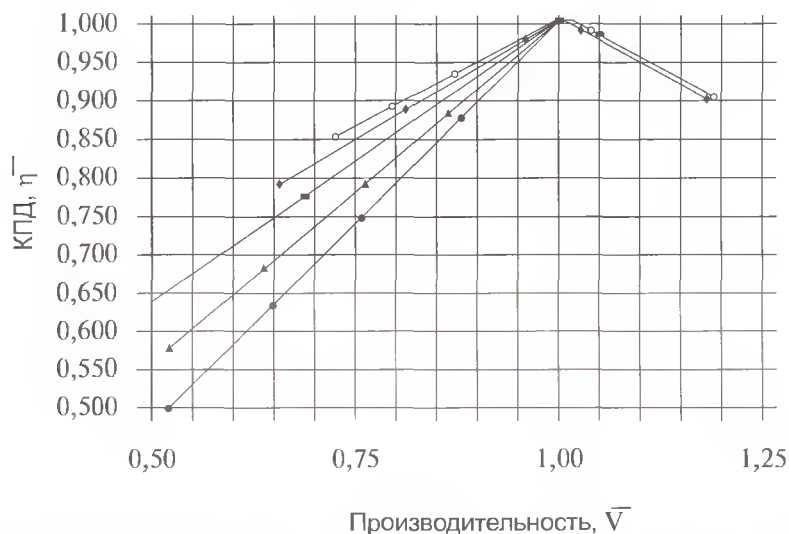


Рис. 2.5.6. Зависимости изменения КПД системы при различных способах регулирования производительности

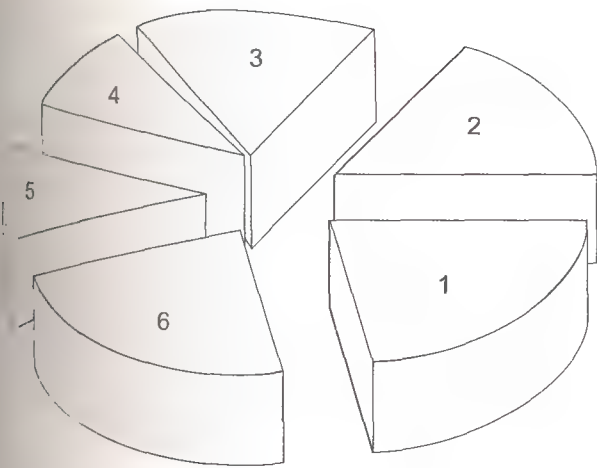


Рис. 2.5.7. Структура распределения энергии в СВС при максимальных потерях:

1 — потери в СО (20 %), 2 — внутренние потери (15 %), 3 — полезная энергия к потребителю (25 %), 4 — потери с утечками (10 %), 5 — гидравлические потери (10 %), 6 — потери от регулирования (20 %)

трубах и даже выходом их из строя отдельных трубок (в некоторых случаях снижение активной поверхности охлаждения достигает около 30 %). В результате температура воздуха перед II и III секциями компрессора может достигать значений 50÷70 °С и даже выше.

Потери во влагоотделителе, системе осушки и трубопроводах, как правило, невелики и в сумме не превышают 3÷5 %.

Анализ проведен при минимальных потерях из-за утечек (около 3 %), оцененных при давлении в трубопроводе 0,8 МПа, и приведенном диаметре отверстия, через которое происходит истечение (утечка) воздуха, 7 мм. В действительности эти потери могут быть значительно выше, причиной их служат повреждение трубопровода, прокладок, соединений арматуры, предохранительные клапаны и т. д.

При потерях в системе охлаждения 15÷20 %, в системе регулирования 20 % и утечках 8÷10 %, что нередко в практике эксплуатации СВС, полезная работоспособность сжатого воздуха у потребителя может достигать 30 и менее процентов, что соответствует удельному расходу энергии у потребителя 200÷300 кВт·ч/1000 м³.

Для наглядности структура распределения потерь в СВС при максимальных потерях представлена на рис. 2.5.7.

Снижение потерь — повышение эффективности использования энергии в СВС

Рассмотренные ниже мероприятия и технические решения основаны на обобщении опыта эксплуатации компрессорных машин различного типа, накопленного на предприятиях России и за рубежом.

1. Система охлаждения

Большинство статистических показателей по удельным расходам энергии на выработку сжатого воздуха оценивались при температуре охлаждающей воды в холодильниках компрессора $t_{\text{в}} = 20 \div 25$ °С и температуре воздуха на входе во вторую и третью ступени компрессора $t_{\text{вбз}} = 40$ °С. В действительности из-за причин, рассмотренных выше, температура воздуха на входе в ступени может быть значительно выше.

Снижение температуры воздуха устранением вышеперечисленных причин на 8÷10 °С позволяет снизить потребляемую мощность компрессора на 5÷8 % или (для одного компрессора К-250 с номинальной мощностью 1600 кВт) примерно на 128 кВт, что при числе часов эксплуатации $h = 6000$ час/год составит 0,8 млн кВт·ч/год.

При обследовании работы холодильников компрессора нужно обращать внимание на правильность замера температур и давлений по воде и воздуху.

Нужно убедиться в установке и правильной эксплуатации на входе трубопроводов охлаждающей воды в охладителе фильтров, предотвращающих попадание крупных включений и взвесей в промежуточные и концевой воздухоохладители.

В отдельных регионах России при остром дефиците охлаждающей воды или плохом ее качестве можно рекомендовать, если это возможно по условиям организации общего водооборота, переход с разомкнутых на замкнутые водяные циклы с использованием аппаратов АВО (или так называемых «сухих» гради-рен). Их использование кроме улучшения качества охлаждающей воды (например, использование конденсата или других, незамерзающих жидкостей) позволяет снизить на 8÷10 % потери воды на унос и испарение.

Успешный опыт эксплуатации таких гради-рен и водооборотов накоплен в странах европейского континента, а также на предприятиях свердловского региона; в частности, на Синарском трубном заводе в Каменск-Уральске даже при температуре окружающей среды -40 °С переход на замкнутую систему водоснабжения холодильников компрессора позволяет осуществлять использование тепла, выделяющегося при сжатии. Теоретически количество тепла, выделяемого при охлаждении воздуха, равно количеству энергии, затрачиваемой на сжатие при условии, что сжатие происходит при постоянной температуре.

При реализации замкнутого контура по охлаждающей воде может быть установлен утилизационный теплообменник, в котором можно получить поток тепла с температурой 60÷70 °С, используемый, например, для отопления компрессорной станции или примыкающих к ней цехов, горячего водоснабжения или выработки холода.

В любом случае при полезном использовании теплоты сжатия энергия, затрачиваемая на сжатие, распределяется на поток сжатого воздуха и на поток теп-

лоты, что приводит к снижению затрат непосредственно на сжатый воздух и его себестоимость примерно на $10 \div 15\%$.

В качестве примера приведем расчет энергетических характеристик компрессора К-500-61-1 для двух вариантов — без охлаждения и с охлаждением.

Исходные данные компрессора:

производительность — $525 \text{ м}^3/\text{мин}$;
 давление всасывания $P_{\text{вс}} = 0,098 \text{ МПа}$;
 давление нагнетания $P_{\text{н}} = 0,882 \text{ МПа}$;
 потребляемая мощность (по паспорту) — $N_{\text{п}} = 3000 \text{ кВт}$;
 число ступеней по секциям $2 + 2 + 2$.

1. Расчет потребляемой мощности при отсутствии охлаждения.

В расчете примем, что сопротивление в промежуточных и конечном холодильниках отсутствует.

Суммарная степень сжатия в компрессоре:

$$\varepsilon_{\Sigma} = \frac{P_{\text{н}}}{P_{\text{вс}}} = \frac{0,882}{0,098} = 8,99.$$

Степень сжатия в каждой секции:

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \varepsilon_3 = \varepsilon = \sqrt[3]{\varepsilon_{\Sigma}} = 2,08.$$

Учитывая, что охлаждение воздуха в теплообменниках происходит по изобаре, определяется промежуточное давление в конце сжатия в каждой секции:

$$P_2 = \varepsilon \cdot P_{\text{вс}} = 2,08 \cdot 0,098 = 0,204 \text{ МПа};$$

$$P_3 = \varepsilon \cdot P_2 = 2,08 \cdot 0,204 = 0,42 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{н}} = \varepsilon \cdot P_3 = 2,08 \cdot 0,42 = 0,882 \text{ МПа}.$$

Принимая адиабатный КПД компрессора $\eta_{ac} = 0,82$ и $T_{\text{вс}} = 293 \text{ К}$, определяем затрату на работу в неохлаждаемом компрессоре:

$$I_{\Sigma} = \frac{k}{k-1} RT_{\text{вс}} (\varepsilon_{\Sigma}^{\frac{k-1}{k}} - 1) \frac{1}{\eta_{ac}} =$$

$$= \frac{1,4}{1,4-1} 287 \cdot 293 (8,99^{\frac{1,4-1}{1,4}} - 1) = 314 \text{ кДж/кг}.$$

Плотность воздуха на входе в компрессор:

$$\rho_{\text{вс}} = \frac{P_{\text{вс}}}{R \cdot T_{\text{вс}}} = \frac{0,098 \cdot 10^6}{287,14 \cdot 293} = 1,17 \text{ кг/м}^3.$$

Массовый расход воздуха:

$$g = V_{\text{вс}} \cdot \rho_{\text{вс}} = \frac{525}{60} \cdot 1,17 = 10,2 \text{ кг/с}.$$

Мощность компрессора без охлаждения:

$$N_{\text{в.охл}} = G \cdot I_{\Sigma} = 10,2 \cdot 314 = 3200 \text{ кВт}.$$

2. Расчет компрессора с промежуточным охлаждением.

Принято, что при температуре охлаждающей воды на входе в промежуточные и конечной охладители

$t_{\text{вх.в}} = 25^\circ \text{C}$ и разность температуры охлаждаемого воздуха на выходе из теплообменника и температуры воды на входе $\Delta T_{\text{ТО}}$ составляет 15 градусов.

Таким образом, температура воздуха на входе из теплообменника и на входе в следующую секцию составляет:

$$T_{\text{вх}} = 293 + 40 \text{ град} = 313 \text{ К}.$$

Гидравлическое сопротивление в промежуточных и конечном охладителях принято $\Delta P_{\text{ТО}} = 0,02 \text{ МПа}$. В таком случае степень сжатия в первой секции остается неизменной (см. п.1) и равной $\varepsilon_1 = 2,8$ и работа первой секции равна:

$$I_I = \frac{1,4}{1,4-1} 287 \cdot 293 (2,08^{\frac{1,4-1}{1,4}} - 1) \frac{1}{0,82} = 83,5 \text{ кДж/кг}$$

Давление воздуха после охлаждения:

$$P_I = 0,204 - 0,02 = 0,184 \text{ МПа}.$$

Температура воздуха на входе в первый промежуточный охладитель:

$$T_2 = T_{\text{вх}} + \frac{I_I}{C_p} = 293 + \frac{83,5}{1,005} = 376 \text{ К}.$$

Расчет второй секции:

$$\varepsilon_{II} = \frac{0,42}{0,184} = 2,37.$$

Работа сжатия во второй секции:

$$I_{II} = \frac{1,4-1}{1,4} 287 \cdot 313 (2,37^{\frac{1,4-1}{1,4}} - 1) \frac{1}{0,82} =$$

$$= 107,2 \text{ кДж/кг}.$$

Давление воздуха после охлаждения во втором холодильнике и на входе в третью секцию:

$$P_3 = 0,42 - 0,02 = 0,40 \text{ МПа}.$$

Температура на выходе из второй секции:

$$T_3 = T_{\text{вх}} + \frac{I_{II}}{C_p} = 313 + \frac{107,2}{1,005} = 419,7 \text{ К}.$$

Давление воздуха на выходе из третьей секции:

$$P_{\text{вых}} = P_{\text{н}} + 0,02 = 0,882 + 0,02 = 0,884 \text{ МПа}.$$

Степень сжатия в третьей секции:

$$I_{III} = \frac{1,4}{1,4-1} 287 \cdot 313 (2,2^{\frac{1,4-1}{1,4}} - 1) = 96,2 \text{ кДж/кг}.$$

Температура на выходе сжатого воздуха в нагнетательный патрубок (перед охлаждением в конечном охладителе):

$$T_{\text{вых}} = T_{\text{вх}} + \frac{I_{III}}{C_p} = 313 + \frac{96,2}{1,005} = 408,6 \text{ К}.$$

Суммарная работа сжатия:

$$I_{\Sigma} = I_I + I_{II} + I_{III} = 83,5 + 107,2 + 96,2 = 286,9 \text{ кДж/кг}$$

Мощность компрессора с охлаждением:

$$N_{\text{охл}} = G \cdot I_{\Sigma} = 10,2 \cdot 286,9 = 2920 \text{ кВт.}$$

Удельный расход энергии на 1000 м³ сжатого воздуха для компрессора К-500:

$$\vartheta = \frac{N_{\text{охл}}}{V} = \frac{2920}{525 \cdot 60} = 93 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / 1000 \text{ м}^3.$$

Сравнение мощностей компрессора с охлаждением и без охлаждения показывает, что промежуточное охлаждение приводит к экономии энергии примерно на 10 %.

Кроме того, расчет показателей данного компрессора показывает, что при принятых температурах в теплообменниках компрессора К-500 отводится тепловой поток около 2500 кВт.

При принятых ограничениях по температуре охлаждающей воды на выходе из теплообменника в пределах 40 ÷ 50 °С использование такого тепла ограничено. Однако при реализации замкнутого контура по охлаждающей воде с использованием аппаратов АВО и увеличением температуры нагретой воды до 60 ÷ 70 °С с установкой утилизационного теплообменника отводимый тепловой поток может быть использован на нужды компрессорной или близлежащих потребителей.

При использовании теплового потока компрессор должен рассматриваться как двухцелевая установка, производящая поток сжатого воздуха и поток тепла, отводимого в теплообменниках.

Эффективность такой двухцелевой системы наиболее рационально оценивать, используя понятие максимально возможной работы (эксергии), полученной от каждого энергоносителя. В прикладных задачах термодинамики эксергия каждого потока оценивается следующим образом.

Эксергия сжатого воздуха:

$$e_{\text{с.в}} = (h - h_{\text{oc}}) - T_{\text{oc}}(S - S_{\text{oc}}) \text{ кДж/кг.}$$

Параметры h и S характеризуют состояние сжатого воздуха при заданных P и T , параметры h_{oc} , T_{oc} , S_{oc} — соответственно параметры окружающей среды. Эксергия теплового потока q зависит от температурного уровня отвода тепла T и определяется как:

$$e_q = q \left(1 - \frac{T_{\text{oc}}}{T} \right) \text{ кДж/кг.}$$

При переходе к полным эксергиям можно записать выражение для КПД такой двухцелевой компрессорной установки:

$$\eta_{\text{ку}} = \frac{e_{\text{с.в}} \cdot g_{\text{возд}} + e_q \cdot g_{\text{вод}}}{N_K}.$$

Из формулы следует, что второе слагаемое увеличивает КПД компрессорной установки, а мощность N_K , затрачиваемая в компрессоре, может быть разделена на две составляющие: одна на получение сжатого воздуха, другая — на утилизируемое тепло.

Выделение части энергии, затраченной на отводимое тепло, уменьшает долю энергии, затраченную на сжатый воздух, и его себестоимость, увеличение $\eta_{\text{ку}}$ при уровне отвода тепла 60 ÷ 70 °С составляет 6 ÷ 7 %.

Работы по утилизации тепла сжатия успешно проводились на ряде предприятий Москвы и Московской области, а также на предприятиях Свердловской и Смоленской областей.

2. Потери при регулировании

Рассмотренное выше сопоставление различных способов регулирования компрессоров показывает неоспоримое преимущество частотного регулирования перед остальными способами, однако в то же время отмеченные недостатки не всегда позволяют его использовать.

Анализ статистики применения этого способа показывает, что в конечном итоге его технико-экономическая целесообразность значительно зависит от диапазона регулирования. На рис. 2.5.8 показано, что приемлемый срок окупаемости частотного регулирования соответствует диапазону регулирования производительности компрессора от 30 и более процентов.

В СВСПП с потребителями с переменной суточной и недельной нагрузкой чаще всего используется один из самых неэкономичных способов регулирования — сброс избыточного сжатого воздуха в атмосферу, что является прямой потерей затраченной в компрессоре энергии. Практика эксплуатации компрессоров показывает, что эта потеря может составлять 10 ÷ 5 % и даже достигать 30 %.

Потери со сбросным воздухом могут быть оценены по балансам выработанного и потребленного воздуха.

Снижения этих потерь можно добиться изменением, если это возможно, структуры работающих компрессоров, используя в базе, в основной неизменной нагрузке, турбокомпрессоры, а в переменных режимах — поршневые компрессоры меньшей производительности, имеющие скоростное регулирование и даже выключаемые в период длительного снижения нагрузки.

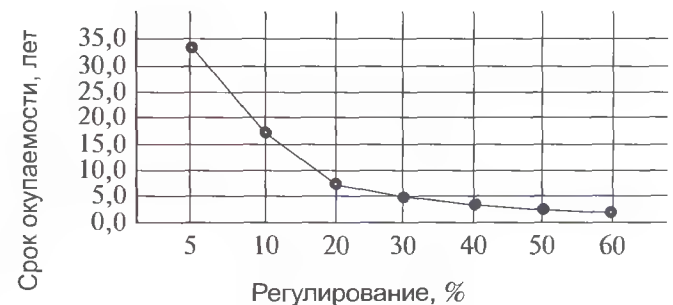


Рис. 2.5.8. Зависимость срока окупаемости преобразователя частоты от глубины регулирования

Среди других возможных способов снижения потерь можно рекомендовать установки дополнительных ресиверов непосредственно у потребителя, что снижает потери воздуха на $1 \div 4 \%$.

На машиностроительных предприятиях, где имеется потребность в холоде на уровне $-20 \div -30^\circ\text{C}$ и ниже, сбросный воздух можно использовать для выработки холода в воздушных холодильных циклах с турбодетандерами. Переменный режим работы потребителей холода можно учесть установкой аккумуляторов холода.

Такое мероприятие с использованием турбодетандеров, выпускаемых для систем кондиционирования, и воздухоразделительной техники позволяет снизить потери со сбросом воздуха $\approx$ на 10% .

3. Потери во входных фильтрах

В режимах эксплуатации компрессора, соответствующих паспортным данным, сопротивление входного фильтра обычно составляет около 50 мм вод. ст.

Увеличение сопротивления фильтра на 10 мм вод. ст. (100Н/м^2) уменьшает производительность компрессора на $0,1 \%$ и увеличивает затраченную мощность на $0,5 \%$.

При обследовании фильтров следует обращать внимание на показания манометров на входе и выходе, а также производить контрольные замеры скоростей воздуха на входных камерах фильтров. В номинальном режиме скорость не должна превышать $10 \div 15 \text{ м/с}$.

На показателях компрессора сказывается и возможный перегрев воздуха во входных патрубках, особенно в летнее время.

Так, увеличение температуры t_{ex} на 4°C приводит к перерасходу энергии на сжатие примерно на 1% .

Следует обращать внимание на окраску входных патрубков; они должны быть выкрашены в светлые тона, а лучше серебристой краской.

4. Утечки воздуха в магистральных, цеховых трубопроводах и оборудовании

Утечка воздуха представляет собой одну из самых распространенных статей потерь энергии в СВСПП, а

их устранение — главную возможность экономии энергии, затраченной на сжатие.

Утечки происходят в магистральных при поврежденных прокладках и фланцевых соединениях, в предохранительных клапанах, на стыках труб и шлангов, запорных кранах, муфтах, инструментах и оборудовании.

В большинстве случаев они происходят из-за плохого контроля и несвоевременного устранения.

В приведенной ниже табл. 2.5.19 представлены абсолютные значения расхода воздуха на утечки в зависимости от давления в трубопроводе и диаметра отверстия, через которое происходит утечка. Для каждого давления и размера отверстия определено также потеря мощности, затраченной на сжатие воздуха утечек. В расчете принято, что отверстие имеет правильную цилиндрическую форму, приняты значения коэффициента скорости φ и коэффициент расхода $\mu = 0,9$.

В реальных условиях численные значения величин утечек могут значительно отличаться от приведенных в таблице.

Если принять, что устранена утечка в трубопроводе с давлением 8 бар и размере отверстия $d = 5 \text{ мм}$, то экономия энергии от ликвидации утечки при круглогодичной эксплуатации компрессора составит:

$$\Delta \dot{E} = 13 \cdot 365 \cdot 24 = 114 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Для определения величины утечки в магистрали, межцеховых и внутрицеховых трубопроводах может быть предложена следующая методика.

На представленной структурной схеме (см. рис. 2.5.9) показаны магистральные, межцеховые и внутрицеховые трубопроводы, оборудованные манометрами и задвижками.

Схема действий при испытании магистрального воздухопровода такова:

а) при работающем компрессоре К и закрытых задвижках 1, 3, 4, 5 (задвижка 2 открыта) открывается задвижка 1 и осуществляется заполнение трубопровода сжатым воздухом до рабочего давления P_r , определяемого по манометру M_1 . Определяется время заполнения t_1 . В этот момент задвижка 1 закрывается;

б) фиксируется время t_2 , за которое давление в воздухопроводе падает до некоторого заданного давления P_2 ;

Таблица 2.5.19

Диаметр отверстия повреждения d , мм	Давление в трубопроводе							
	4 бар		6 бар		8 бар		10 бар	
	Расход утечки, л/с	Мощность, кВт	Расход утечки, л/с	Мощность, кВт	Расход утечки, л/с	Мощность, кВт	Расход утечки, л/с	Мощность, кВт
1	0,7	0,2	1	0,3	0,3	0,5	1,6	0,7
5	18	4,6	26	8	33	13	40	17
10	73	18	103	33	132	50	161	69

с) определяется утечка воздуха в воздуховоде:

$$\alpha_{y1} \approx \frac{(P_1 - P_2)}{P_1} \cdot \frac{\tau_1}{\tau_{21}} \cdot 100 \%. \quad (2.5.46)$$

Аналогично проводят испытания других участков трубопроводов.

5. Охлаждение и подогрев воздуха в трубопроводах

При течении воздуха в магистральных, как правило, неизолированных трубопроводах воздух охлаждается, что приводит к конденсации, а в зимнее время и замерзанию влаги, а также к снижению работоспособности сжатого воздуха, что должно быть компенсировано увеличением его количества.

Относительный массовый перерасход воздуха Δm в сравнении с расчетным потреблением m_1 достаточно точно может быть оценен по формуле:

$$\Delta \bar{m} = \frac{\Delta m}{m_1} \left(\frac{T_1}{T_2} - 1 \right), \quad (2.5.47)$$

где: T_1 и T_2 — температура воздуха соответственно в начале и конце неизолированного трубопровода.

Конкретный расчет температурного режима трубопровода с наружным диаметром $d_{\text{нар}} = 0,112$ мм, при расходе $2200 \text{ нм}^3/\text{ч}$, давлении в трубопроводе

$P = 0,8 \text{ МПа}$, начальной температуре $t_1 = 135 \text{ }^\circ\text{C}$ и температуре окружающей среды $t_{\text{о.с.}} = 10 \text{ }^\circ\text{C}$ показывает, что конденсация паров воды начинается на участке трубопровода длиной 550–600 м и продолжается дальнейшим охлаждением воздуха.

В связи с этим подогрев сжатого воздуха перед пневмопотребителями до температур $50 \div 200 \text{ }^\circ\text{C}$ (в зависимости от расстояния и температуры окружающей среды) практически исключает конденсацию влаги и тем более ее замерзание, а также увеличивает работоспособность рабочих инструментов.

Так, умеренный подогрев воздуха до $90 \div 100 \text{ }^\circ\text{C}$ перед пневмоинструментом увеличивает его работоспособность на $10 \div 15 \%$, а температура стенок инструмента не превышает $40 \div 50 \text{ }^\circ\text{C}$.

Подогрев воздуха целесообразно организовать в непосредственной близости от потребителя, что благоприятно сказывается на технологическом процессе. Например, подогретый воздух, поступающий в пневмонасосы и пескоструйные аппараты на пневмотранспорт, заметно улучшает их работу, т. к. не происходит увлажнения сыпучей среды, что предотвращает забивание сопел и снижает простои.

6. Рациональное сочетание централизованного и децентрализованного воздухообеспечения потребителей сжатого воздуха

В связи со значительным преобразованием структуры многих предприятий и разукрупнением ряда производств в последние десятилетия возникает необходимость кардинального пересмотра традиционной централизованной схемы воздухообеспечения в пользу частично или полностью децентрализованной схемы воздухообеспечения.

Чрезмерная централизация производства сжатого воздуха привела к разветвленной структуре сетей с весьма удаленными потребителями и, как правило, малыми потребителями сжатого воздуха. Давление у наиболее удаленных потребителей в зависимости от переменного отбора воздуха сильно колеблется, и возникают нарекания на работу центральной компрессорной по уровню рабочего давления воздуха, наличия влаги, конечной температуре и т. д.

Для решения таких вопросов целесообразно децентрализовать производство сжатого воздуха и установить дополнительные компрессоры у отдельных потребителей. Выбор варианта, безусловно, определяется технико-экономическим расчетом.

Наиболее веские причины перехода к децентрализованному воздухообеспечению, как правило, идентичны для различных предприятий:

- потребитель расходует значительное количество воздуха с большой суточной неравномерностью;

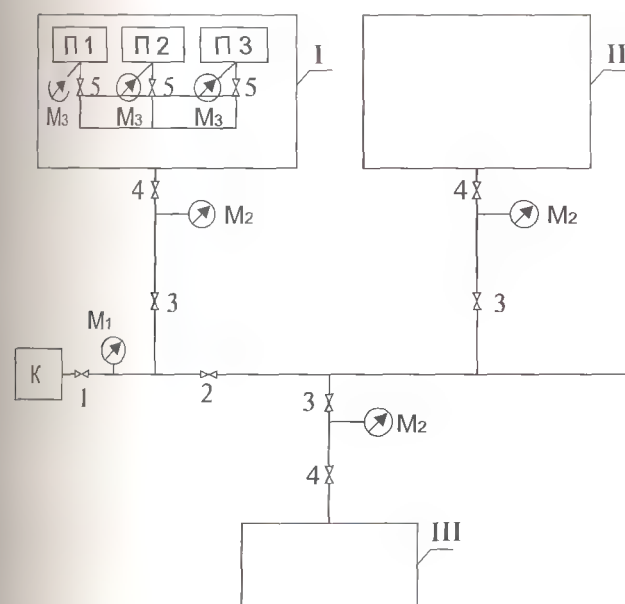


Рис. 2.5.9. Схема определения утечек в сетях потребителей воздуха:

К — компрессор; I, II, III — цехи — потребители сжатого воздуха; П1, П2, П3 — цеховые потребители сжатого воздуха; 1, 2 — задвижки магистральные; 3, 4 — задвижки межцеховых воздухопроводов; 5 — задвижки внутри цеховых потребителей; M_1 — манометр, магистральный; M_2 — манометр на входе в цех; M_3 — манометр у потребителей

потребитель небольшого расхода воздуха требует сжатый воздух более высокого давления и более высокого класса осушки и очистки по сравнению с его параметрами в общей магистрали;

потребители небольшого расхода находятся на значительном расстоянии (более $0,5 \div 1$ км) от закольцованной заводской сети.

При решении вопроса о децентрализации системы пересматривается структура воздухообеспечения с появлением у отдельных потребителей собственных компрессоров, а также и заменой традиционных турбокомпрессоров и поршневых компрессоров на винтовые компрессоры.

При обеспечении нагрузки потребителей при такой схеме наиболее целесообразно снабжение крупных потребителей с постоянной нагрузкой от «базового» компрессора в номинальном режиме эксплуатации. Децентрализованные потребители снабжаются от винтовых компрессоров, имеющих, как правило, высокие технические показатели при частотном регулировании.

Ряд предприятий России уже провели децентрализацию воздухообеспечения (Ленинградский металлический завод, Вагоностроительный завод им. Войтовича, Подольский машиностроительный завод, Крюковский вентиляторный завод).

В большинстве случаев срок окупаемости проведенной реконструкции составил $2 \div 2,5$ года.

Основное снижение энергозатрат при децентрализации объясняется снижением потерь при регулировании гидравлических потерь и утечек.

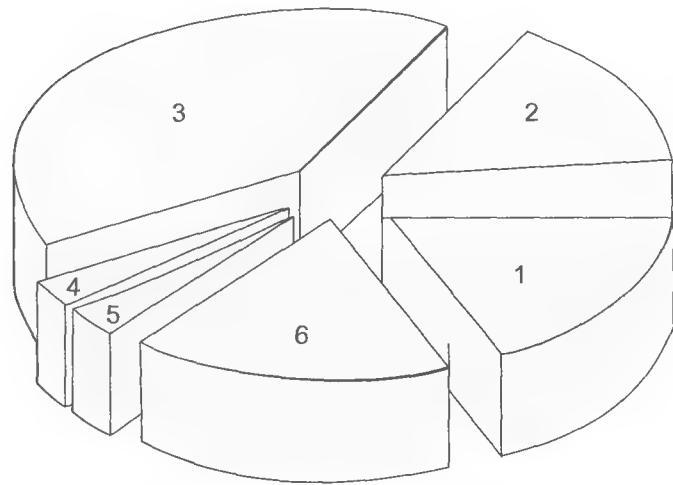


Рис. 2.5.10. Структура распределения энергии в СВС после частичной децентрализации:

1 — потери в СО (20%); 2 — внутренние потери (15%); 3 — полезная энергия к потребителю (41%); 4 — потери с утечками (3%); 5 — гидравлические потери (3%); 6 — потери от регулирования (18%)

В связи с этим рассмотренная ранее структура потерь (см. рис. 2.5.10) существенно изменяется: основным итогом, безусловно, является увеличение полезной энергии у потребителя до 40, а в отдельных случаях и более процентов.

Использование в системе воздухообеспечения давлений разного уровня

Для различных потребителей сжатого воздуха достаточно часто возникает необходимость иметь в подводящих трубопроводах давление воздуха, отличное от давления в магистрали. Чаще всего это более низкое, чем в магистрали, давление, достигаемое, как правило, с помощью дросселирования, что, безусловно, связано с увеличением удельного расхода энергии на сжатии воздуха.

В случае необходимости иметь повышенное по отношению к давлению в магистрали давление у потребителя (например, $P_{\text{П}} = 0,8$ МПа, что превышает давление в заводской пневмосети на $0,1 : 0,2$ МПа) целесообразнее применять дожимающий одноступенчатый поршневой компрессор, к которому подается воздух из трубопровода более низкого давления. Дожимающий компрессор повышает давление на $0,1 \div 0,2$ МПа и подает сжатый воздух к потребителю через самостоятельную сеть через ресивер.

Конкурентоспособным методом в последние годы является установка непосредственно у потребителя индивидуального компрессора на необходимое давление.

Установка индивидуального компрессора обосновывается, как правило, в плане общезаводского решения о рациональном сочетании централизованного и децентрализованного воздухообеспечения потребителей сжатого воздуха.

Наиболее часто в последние годы в России и за рубежом такая децентрализация осуществляется установкой индивидуальных винтовых компрессоров в блочном исполнении производительностью в диапазоне $0,4 \div 50$ м³/мин с воздушным охлаждением. Они компактны, занимают небольшую площадь и дают возможность утилизировать тепло от системы воздушного охлаждения компрессора для обогрева помещения.

В любом случае при использовании у потребителя воздуха с давлением $0,4 \div 0,5$ МПа вместо давлений в сети 0,7 МПа позволяет снизить расход электроэнергии на 30–40 %.

В случае понижения давления в цехе или отдельных потребителей с резко переменным графиком нагрузки наиболее целесообразна установка перед потребителем регуляторов давления «после себя».

6. ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ СИСТЕМ ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА

Электроэнергия в системах вентиляции расходуется на работу приточных и вытяжных вентиляторов, циркуляционных насосов систем утилизации теплоты вентиляционных выбросов.

Количество потребляемой электрической энергии определяется установленной мощностью электродвигателей для привода вентиляторов и насосов, а также продолжительностью их работы за определенный период времени (чаще всего за год).

Мощность вентиляторов, а также насосов определяется на основе выбора расчетных количеств воздуха Q или воды (или другого энергоносителя, используемого в системе утилизации теплоты вентиляционных выбросов $Q_{\text{вл}}$), $\text{м}^3/\text{с}$.

Для нахождения мощности вентиляторов и насосов необходимо также знать действительные напоры, развиваемые вентилятором $H_{\text{в}}$ ($\text{н}/\text{м}^2$) и насосом $H_{\text{н}}$, м . Действительный напор, создаваемый вентилятором или насосом, необходим для преодоления рабочей средой всех аэродинамических сопротивлений в воздухопроводах, воздухораспределителях, фильтрах, калориферах и т. д.

Мощность электродвигателя вентилятора (кВт) можно рассчитать по формуле:

$$P_{\text{в}} = \frac{\beta \cdot Q \cdot H}{1000 \cdot \eta_{\text{в}} \cdot \eta_{\text{пер}}}, \quad (2.6.1)$$

где: $\beta = 1,05 \div 1,2$ — коэффициент запаса мощности электродвигателя; Q — производительность вентилятора, $\text{м}^3/\text{с}$; $\eta_{\text{вент.}}$ — КПД вентилятора, его значение можно взять из технического паспорта вентилятора или из каталога, при отсутствии данных можно принять для осевых вентиляторов $\eta_{\text{вент.}} = 0,5-0,85$ и для центробежных $0,4-0,7$; $\eta_{\text{пер}}$ — КПД передачи.

Мощность электродвигателя насоса найдется аналогично:

$$P_{\text{н}} = \frac{\beta \cdot Q \cdot H_{\text{н}}}{1000 \cdot \eta_{\text{в}} \cdot \eta_{\text{пер}}}, \quad (2.6.2)$$

где: Q — производительность насоса, $\text{м}^3/\text{с}$; $\eta_{\text{вент.}}$ — КПД насоса.

Потребление электроэнергии вентилятором или насосом $\mathcal{E}_{\text{н}}$ можно определить по формулам:

$$\mathcal{E}_{\text{в}} = P_{\text{в}} \cdot T_{\text{год}}, \quad (2.6.3)$$

$$\mathcal{E}_{\text{н}} = P_{\text{н}} \cdot T_{\text{год}}, \quad (2.6.4)$$

где: $T_{\text{год}}$ — продолжительность работы вентилятора за год.

При обследовании систем вентиляции и кондиционирования промышленных предприятий следует принимать во внимание, что в последние годы объем производства на многих предприятиях резко снизился, уменьшилось число работающих на предприятии, часть помещений стали сдаваться в аренду, изменился характер производства в сдаваемых помещениях и корпусах. Во многих помещениях произошел переход с трехсменной работы на односменную. В связи с этим могли измениться и технические требования к системам вентиляции и кондиционирования, а также к графику их работы в течение суток. Поэтому энергоаудитору-электрику следует выяснить у энергоаудитора, обследующего системы вентиляции и кондиционирования, вопрос о том, изменились ли требования к расходу воздуха в системах вентиляции и кондиционирования. Расход воздуха должен удовлетворять требованиям СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция и кондиционирование». Расход воздуха должен обеспечивать санитарно-гигиенические нормы и нормы пожарной безопасности. Поэтому при изменениях объемов или характера производства требуется проверить расход воздуха по методике, описанной в СНиП 2.04.05-91. При изменении численности персонала, работающего в помещении, можно воспользоваться табл. 2.6.1.

Мероприятия по экономии электроэнергии [12].

1. Замена вентиляторов старых типов с КПД $50 \div 63 \%$ на современные вентиляторы с КПД $80-86 \%$ дает экономию $20 \div 30 \%$ электроэнергии. Экономии электроэнергии можно рассчитать по формуле [26]:

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{H \cdot Q \cdot (\eta_2 - \eta_1)}{102 \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \eta_c} \cdot T, \quad (2.6.5)$$

где: η_1, η_2, η_3 и η_c — КПД заменяемого и нового вентилятора, электродвигателя, сети; H — давление вентилятора, мм вод. ст. ; Q — подача (производительность), $\text{м}^3/\text{мин}$; T — годовое время работы вентилятора, ч.

2. Регулирование вытяжной вентиляции шиберами на рабочем месте взамен регулирования на нагнетании дает экономию электроэнергии 10% .
3. Замена общеобменных цеховых систем вентиляции на местные индивидуальные рекуперативные системы вытяжки, расположенные в зонах вредных выбросов, экономит до 50% электроэнергии.

Минимальный расход наружного воздуха для помещений

Помещения (участки, зоны)	Помещения				Приточные системы
	С естественным проветриванием	Без естественного проветривания			
		Расход воздуха			
		на 1 чел., м³/ч	на 1 чел., м³/ч	обмен/ч	
Производственные	30*; 20**	60	1	–	Без рециркуляции или с рециркуляцией при крат- ности 10 обменов/ч и более
	–	60 90 120	–	20 15 10	С рециркуляцией при кратности менее 10 обменов/ч
Общественные и адми- нистративно-бытовые	По требованиям соот- ветствующих СНиП	60; 20***	–	–	–
Жилые	3 м³/ч на 1 м² жилых помещений	–	–	–	–

* При объеме помещения (участка, зоны) на 1 чел. менее 20 м³.** При объеме помещения (участка, зоны) на 1 чел. 20 м³ и более.

*** Для зрительных залов, залов совещаний и других помещений, в которых находятся люди до 3 ч непрерывно.

4. Использование регулируемого частотного привода вентиляторов, а также многоскоростных электродвигателей позволяет экономить 20÷30 % электроэнергии.

5. Автоматическое управление вентиляционными установками путем:

а) установки блокировки индивидуальных вытяжных систем на включение только при работе механизмов источника выбросов дает экономию электроэнергии 25÷70 %;

б) автоматического регулирования температуры теплоносителя калориферов приточных камер в зависимости от температуры окружающего воздуха позволяет экономить до 10÷15 % электроэнергии;

в) перевода на режимы «рабочее время» — «нерабочее»; «режим выходного дня» с помощью реле 2РВМ, ВС-44 и т. д.

6. Внедрение графиков работы вентсистем: отключение в обеденное время, по окончании работы дает экономию электроэнергии до 20 %.

7. Устранение дефектов вентсистем, полученных при некачественной сборке, монтаже и ремонтах вентиляционных установок. К таким дефектам относятся:

а) снятие обтекателя перед входом в рабочее колесо снижает КПД на 10 %;

б) укороченный диффузор снижает КПД на 6 %;

в) колесо осевого вентилятора перевернуто, КПД вентилятора снижается на 20÷40 %;

г) увеличение зазора между рабочим колесом и всасывающим патрубком центробежного вентилятора;
д) некачественное изготовление и монтаж отводов, тройников, колен, плохая штукатурка каналов, вмятины (эти дефекты увеличивают гидравлическое сопротивление системы).

8. Внедрение высокоэкономичных радиальных вентиляторов с загнутыми вперед лопатками повышает КПД установки на 10÷12 %.

К мероприятиям по экономии электроэнергии в системах кондиционирования относятся следующие:

1. Включение кондиционера только по необходимости.

2. Уменьшение до минимально необходимого значения температуры уставки на охлаждение и нагревание воздуха.

3. Исключение просачивания воздуха из некондиционируемых помещений.

4. Уменьшение утечки в клапанах.

5. Минимизация количества воздуха, подводимого к помещению.

6. Поддержание оборудования в исправном состоянии, своевременный ремонт.

7. Использование регенерации энергии между потоками отработанного и свежего воздуха.

Кондиционер должен работать только в рабочее время сотрудников и отключаться по окончании работы. Система должна быть либо охлаждающей, либо нагревающей. Нагревание должно осуществляться при температурах в помещении ниже 18 °С, охлаждение необходимо, чтобы температура не поднялась выше 26 °С.

7. ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ СИСТЕМ ОСВЕЩЕНИЯ

Расход электроэнергии на освещение составляет в среднем $8 \div 10\%$ от общего потребления энергии в машиностроении, $15 \div 25\%$ — в текстильной, электронной и полиграфической промышленности. Замена осветительных приборов на более эффективные легко реализуется, при этом достигается не только экономия электроэнергии, но и существенно увеличивается срок службы ламп, следовательно, снижаются и эксплуатационные расходы. Более качественное освещение создает комфортные условия труда и повышает производительность работников предприятия.

7.1. ИСТОЧНИКИ ЭЛЕКТРООСВЕЩЕНИЯ

Для осветительных приборов используют напряжения 12, 36, 127, 220 и 380 В. Коэффициенты мощности ламп накаливания равны единице, у газоразрядных ламп с пускорегулирующей аппаратурой — $0,5 \div 0,6$. В осветительных установках с лампами ДРЛ и с люминесцентными лампами используется групповая компенсация реактивной мощности с помощью конденсаторных батарей.

Осветительные приборы являются однофазной нагрузкой. Эту нагрузку легко распределить по фазам для получения равномерной загрузки фаз. Освещение представляет собой равномерный характер нагрузки, продолжительность работы которой зависит от сезона и географического положения. При использовании газоразрядных ламп в сети (прежде всего в нулевом проводе) появляются высшие гармоники.

Сравнительная характеристика источников света приводится в табл. 2.7.1 [22].

7.1.1. Лампы накаливания

Лампы накаливания имеют самую низкую световую отдачу и самый маленький срок службы. Чаще всего ЛН используются в ЖКХ, на промышленных предприятиях для аварийного освещения производственных помещений, во вспомогательных и подсобных помещениях без постоянного пребывания людей, а также там, где другие лампы не подходят по условиям окружающей среды (повышенная влажность и др.) или при специальных требованиях по ограничению радиопомех. На срок службы ЛН сильно влияет величина напряжения питания. На каждый процент изменения напряжения питания ламп срок службы ЛН изменяется на 10% в обратную сторону. Напряжение питания существенно влияет и на световой поток ЛН: на каждый процент изменения напряжения световой поток изменяется в ту же сторону на $3,7\%$.

7.1.2. Люминесцентные лампы

Люминесцентные лампы являются самым распространенным источником освещения административных зданий, конструкторских бюро, лабораторий, а также при небольшой высоте установки — до 4 м и производственных помещений. ЛЛ имеют световую отдачу $50 \div 90$ лм/Вт, что во много раз превышает световую отдачу ЛН. Срок службы ЛЛ (не менее 5000 ч) также существенно выше срока службы ЛН. Люминесцентные лампы применяются для внутреннего освещения сухих помещений, так как на их работу влияют температура окружающего воздуха и влажность. При отклонении температуры окружающей среды от оптимальных значений снижается световой поток: максимальная световая отдача ЛЛ при температурах $18 \div 25^\circ\text{C}$. Область надежного зажигания ЛЛ находится при температурах

Таблица 2.7.1.

Сравнительные характеристики источников света

Источник света	Световая отдача, лм/Вт	Средний срок службы, ч	Индекс цветопередачи, Ra	Примечание
Лампа накаливания (ЛН)	$7 \div 22$	$1000 \div 2000$	100	
Люминесцентная лампа (ЛЛ)	$50 \div 90$	$5000 \div 12\,000$	$92 \div 57$	
Компактная люминесцентная лампа (КЛЛ)	$60 \div 80$	10 000	85	
Дуговая ртутная лампа (ДРЛ)	55	16 000	40	
Натриевая лампа высокого давления (НЛВД)	$80 \div 120$	12 000	25	
Металлогалогенная лампа (МГЛ)	90	10 000	$75 \div 95$	

от -20 до $+40^{\circ}\text{C}$. ЛЛ должны применяться при относительной влажности воздуха не более $60\div 65\%$. При более высокой влажности на поверхности ЛЛ образуется пленка, затрудняющая зажигание лампы. На срок службы ЛЛ влияют напряжение питания и частые включения-выключения ламп. На каждый процент изменения напряжения питания срок службы изменяется в обратную сторону на $1,5\div 3,0\%$.

В 1995 г. в России началось производство растровых светильников с лампами типа T8 под торговой маркой Northcliffe®. На сегодняшний день объем рынка таких светильников оценивается примерно в 6–7 миллионов штук в год. Наиболее популярным в этом сегменте является встраиваемый растровый светильник из 4 ламп мощностью по 18 Вт, размером 600×600 мм под стандартную ячейку подвесного потолка. Его доля в общем объеме растровых светильников в России — $85\div 90\%$. В 1995–96 гг. фирмой «PHILIPS», а затем компанией «OSRAM» были разработаны и выпущены лампы типа T5. А в 2003 г. группа компаний «Нордклифф» разработала и выпустила светильник T5 DeLuxe'. В этом светильнике используются тонкие люминесцентные лампы нового поколения типа T5 с диаметром колбы 16 мм вместо широко распространенных ламп T8 и T12 диаметром 26 и 38 мм соответственно. Основными преимуществами новых ламп T5 являются более высокая световая отдача — это отношение генерируемого светового потока к потребляемой мощности — до 104 лм/Вт по сравнению с лампами T8 предыдущего поколения — до 80 лм/Вт; а также больший срок службы — 20 тыс. часов по сравнению с 10 тыс. часов работы ламп T8 с электромагнитными дросселями.

Лампы T5 потребляют всего 14 Вт электроэнергии, при этом они производят больше светового потока, чем их наиболее прогрессивные предшественники — люминесцентные лампы T8, потребляющие 18 Вт. Таким образом, достигается 30 %-ная экономия электроэнергии в сочетании с улучшением показателей освещенности. Световой поток люминесцентной лампы зависит от температуры окружающей среды. Температура воздуха непосредственно в светильнике выше комнатной температуры: именно при этой температуре лампа T5 производит максимум светового потока, а электроэнергии потребляет на 30 % меньше по сравнению с распространенными лампами предыдущего поколения. Спад светового потока у ламп T5 составляет всего 5 % после 10 тыс. часов горения, тогда как та же величина у ламп T8 составляет 20 %. Высокая стабильность светового потока достигнута за счет использования между стеклом и люминофором прозрачной защитной пленки, предотвращающей вредные реакции между ртутью, стеклом и люминофором, приводившие к поглощению ртути, почернению стекла и люминофора. Эффект мерцания осветительных приборов, или пульсация, оказывает негативное воздействие на биоритмы и самочувствие человека. При-

меняемые в настоящее время устаревшие люминесцентные лампы с электромагнитными дросселями создают такой эффект. Лампы T5 предназначены для включения и работы только с электронными пускорегулирующими аппаратами (ЭПРА), которые создают ток высокой частоты. При этом обеспечиваются большие преимущества в отсутствии пульсации и возможности автоматической регулировки света. В светильнике T5 DeLuxe' используются ЭПРА фирмы «HELVAR» (Финляндия), давно и успешно работающей на рынке пускорегулирующих аппаратов. Комплектующие такого класса обеспечивают высокую надежность светильников.

Лампы T5 обладают высоким качеством цветопередачи (индекс цветопередачи — $R_a > 80$) и могут изготавливаться с различной цветностью излучения от тепло-белого цвета (с цветовой температурой от 2700 К) до холодного дневного (с цветовой температурой 65 00 К).

Отражатели выполнены из анодированного алюминия с коэффициентом отражения до 95 % (по сравнению с обычными 87–88 %). Все это позволило существенно, по сравнению с другими светильниками, увеличить его светоотдачу.

Цена светильника на сегодняшний день составляет более 95 долларов, но по мере увеличения объема производства эта стоимость будет снижаться, как это было со светильниками T8.

7.1.2. Лампы высокого давления

Лампы высокого давления широко используются для наружного освещения и для освещения больших помещений (цеха, склады, павильоны и др.). Одним из недостатков ламп высокого давления является их инерционность при повторном включении: если напряжение питания на какой-то миг отключится и снова включится, то требуется определенное время для зажигания лампы, иногда несколько минут. Это во многих случаях требует наличия дополнительного дежурного освещения.

Электрические и световые параметры ламп высокого давления мало зависят от влажности окружающего воздуха и температуры. Потери мощности в индуктивных балластах составляют до 10 % мощности лампы (у ЛЛ — более 20 %). На световые параметры ламп влияет их положение: в горизонтальном положении световой поток может снизиться до 15 % по сравнению с вертикальным положением. Светоотдача и срок службы у ДРЛ и МГЛ примерно такие же, как у люминесцентных ламп. У натриевых ламп светоотдача примерно в два раза выше, но очень низкий индекс цветопередачи. Из-за последнего (красноватый оттенок цвета) натриевые лампы не применяются для освещения цехов и производственных помещений; их применяют для наружного освещения территорий предприятий и дорог.

Таблица 2.7.2.

Сравнение мощности и светового потока различных ламп

Мощность, Вт	Световой поток, лм		
	ЛН	ЛЛ	ДРЛ
15	105	835	—
25	205	2180	—
40	430	3250	—
75	930	—	—
80	—	5400	2950
100	1380	—	—
125	—	7000	5200
150	1900	8000	—
200	2700	10000	—
250	—	—	11 000
300	4350	—	—
400	—	—	18 000
500	8100	—	—
700	—	—	35 000
750	13 100	—	—
1000	18 200	—	50 000

В табл. 2.7.2 проводится сравнение мощности и светового потока различных ламп.

7.1.4. Светодиоды

В последнее время появились новые виды осветительных приборов — светодиоды. Эти приборы потребляют очень небольшую мощность, имеют очень большой срок службы. На сегодняшний день светодиоды не дают достаточный световой поток для освещения производственных помещений, но уже находят применение в освещении рекламных сооружений, в подсветке приборов, уже есть светильники на светодиодах для аварийного освещения. Светодиоды можно применить как дежурное освещение, в подъездах жилых домов при использовании схем, включающих на короткое время (2÷5 мин.) основное освещение по нажатию жильцами электрических кнопок или по сигналу от датчиков присутствия.

Освещение промышленных предприятий по назначению подразделяется на рабочее, охранное, аварийное и эвакуационное. Освещение, в зависи-

мости от места его установки, бывает внутреннее и наружное.

Чаще всего для освещения помещений используются люминесцентные лампы. Лампы накаливания применяют там, где по условиям окружающей среды нельзя применять люминесцентные лампы. Люминесцентные лампы также неэффективно устанавливать на высоте более 5 м, для таких целей лучше использовать металлогалогенные лампы.

Для наружного освещения используются как светильники, так и прожектора.

7.2. ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ

7.2.1. Замена имеющихся светильников более эффективными

В табл. 2.7.3 приводится возможная экономия электрической энергии при замене менее эффективных источников света более эффективными [23].

Таблица 2.7.3.

Возможная экономия электрической энергии при переходе на более эффективные источники света

Замена источника света	Экономия энергии, %
ЛН на КЛЛ	40–60
ЛН* на ЛЛ	40–54
ЛН* на ДРЛ	41–47
ЛН* на МГЛ	54–65
ЛН* на НЛВД	57–71
ЛЛ на МГЛ	20–23
ДРЛ на МГЛ	30–40
ДРЛ на НЛВД	38–50

* При снижении нормированной освещенности для ЛН на одну ступень в соответствии с нормами освещения.

7.2.2. Замена ПРА

Использование в комплекте люминесцентных источников света вместо стандартной пускорегулирующей аппаратуры (ПРА) электромагнитных ПРА с пониженными потерями повышает светотдачу комплекта на 6÷26 %, а электронных ПРА (ЭПРА) — на 14÷55 %.

Таблица 2.7.4.

Коэффициент потерь электроэнергии в пускорегулирующей аппаратуре

№ п/п	Тип лампы	Тип ПРА	Коэффициент потерь в ПРА
1	ЛБ	Обычный электромагнитный	1,22
2	ЛБ	Электромагнитный с пониженными потерями	1,14
3	ЛБ	Электронный	1,10
4	КЛ	Обычный электромагнитный	1,27
5	КЛ	Электромагнитный с пониженными потерями	1,15
6	КЛ	Электронный	1,10
7	ДРЛ, ДРИ	Обычный электромагнитный	1,08
8	ДРЛ, ДРИ	Электронный	1,06
9	ДнаТ	Обычный электромагнитный	1,10
10	ДнаТ	Электронный	1,06

Потери электроэнергии в пускорегулирующей аппаратуре можно определить по таблице 2.7.4 [26].

7.2.3. Применение комбинированного освещения

Применение комбинированного (общее + локализованное) освещения вместо только общего освещения позволяет получить экономию электрической энергии. Оценить возможную экономию поможет табл. 2.7.5 [23].

Для помещений площадью более 50 м² следует применять автоматические устройства регулирования искусственного освещения в зависимости от естественной освещенности помещения. Системы автоматического управления (САУ) СО позволяют производить регулирование яркости источника света (ЛЛ,

Таблица 2.7.5.

Экономия энергии при применении комбинированной системы освещения

Доля вспомогательной площади от полной площади помещения, %	Экономия электрической энергии, %
25	20÷25
50	35÷40
75	55÷65

КПЛ) от 100 % до 0 %. Система автоматического регулирования должна быть продублирована ручным управлением освещения.

7.2.4. Автоматическое управление освещением

Экономия электроэнергии при внедрении автоматического управления освещением может быть оценена с помощью табл. 2.7.6.

Экономия электроэнергии при использовании различных способов регулирования искусственного освещения дана в табл. 2.7.7 [22].

Таблица 2.7.6.

Экономия электроэнергии при внедрении автоматического управления освещением

№ п/п	Уровень сложности системы автоматического управления освещением	Экономия электроэнергии, %
1	Контроль уровня освещенности и автоматическое включение и отключение системы освещения при критическом значении освещенности	10÷15
2	Зонное управление освещением (включение и отключение освещения дискретно, в зависимости от зонного распределения естественной освещенности	20÷25
3	Плавное управление мощностью и световым потоком светильников в зависимости от распределения естественной освещенности	30÷40

Таблица 2.7.7

Экономия электрической энергии при использовании различных способов регулирования искусственного освещения

Число рабочих смен	Вид естественного освещения в помещении	Способ регулирования искусственного освещения	Экономия электрической энергии, %
1	Верхнее	Непрерывное	36–27
		Ступенчатое	32–13
	Боковое	Непрерывное	22–7
		Ступенчатое	12–2
2	Верхнее	Непрерывное	31–23
		Ступенчатое	27–11
	Боковое	Непрерывное	19–6
		Ступенчатое	10–2

Использование КЛЛ для внутреннего освещения

Экономичные компактные люминесцентные лампы (интегральные — с ЭПРА, встроенным в резьбовой цоколь) предназначены для использования в административных помещениях. В табл. 2.7.8 [22] приводится сравнение компактных люминесцентных ламп (КЛЛ) с лампами накаливания. Из таблицы видно, что использование КЛЛ вместо ЛН при том же световом потоке позволяет существенно снизить потребляемую мощность. КЛЛ выпускаются с таким же цоколем, как у ламп накаливания, что позволяет легко заменять ими лампы накаливания.

таблица 2.7.8.

Сравнение характеристик ламп накаливания с компактными люминесцентными лампами

Лампы накаливания		КЛЛ		Отношение световой отдачи КЛЛ к ЛН, отн. ед.
Мощность, Вт	Световой поток, лм	Мощность, Вт	Световой поток, лм	
25	200	5	200	4,3
40	420	7	400	5,3
60	710	11	600	4,5
75	940	15	900	4,7
100	1360	20	1200	4,3
2×60	1460	23	1500	5,4

Затраты снижаются:

- на замену ламп накаливания в 10 раз;
- на оплату электроэнергии в 5,4 раза.

7.2.6. Применение схем включения и отключения освещения для лестничных клеток жилых домов

В настоящее время в нашей стране для освещения подъездов используются электросхемы, которые нерационально, а часто и расточительно расходуют электроэнергию. Осветительные приборы в подъездах включены на полную мощность всю ночь, а порой и в светлое время суток. В большинстве государств мира для освещения подъездов уже давно используются электросхемы, которые включают освещение лишь на период, достаточный для того, чтобы жители могли пройти от входной двери подъезда до своей квартиры и открыть дверь. Для этого используются как электронные, так и механические реле времени, а также

электрокнопки, установленные на всех этажах, а в случае необходимости — и на промежуточных между этажами площадках. Эти схемы уже десятилетиями успешно эксплуатируются за рубежом.

В ООО «Интехэнерго-Инжиниринг» были разработаны электросхемы освещения подъездов, позволяющие экономить электроэнергию. В схемах использованы российские электроаппараты, что снижает капитальные затраты на их внедрение и уменьшает срок окупаемости.

Большинство зарубежных электросхем для освещения подъездов работают следующим образом (см. рис. 2.7.1): жилец, входя в подъезд или выходя из квартиры, нажимает на электрокнопку. В подъезде включается освещение, которое по сигналу от реле времени отключится через заданный промежуток времени. Этот промежуток времени выбирается обслуживающим персоналом таким образом, чтобы жильцы могли пройти как минимум один этаж, где установлена другая кнопка, нажав на которую, жильцы перезапускают реле времени. Часто такие схемы позволяют производить перезапуск реле времени лишь только после того, как закончен предыдущий отсчет времени. Это очень неудобно, так как приходится либо стоять у кнопки промежуточного этажа и ждать, когда выключится освещение, либо идти на следующий этаж, рискуя остаться в темноте между этажами. Поэтому обычно задаются завышенные интервалы реле времени,

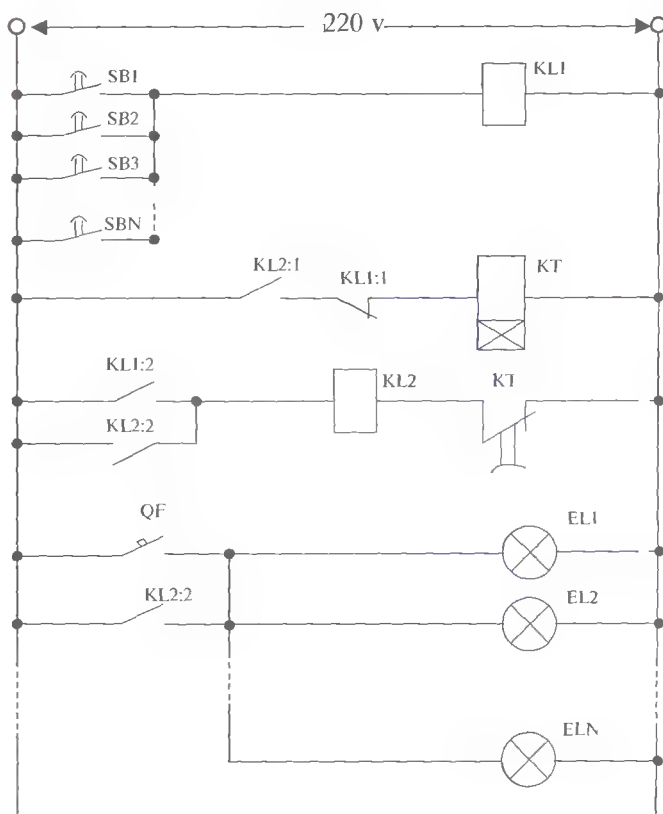


Рис. 2.7.1. Схема с одновременным включением всех ламп подъезда

что приводит к дополнительным расходам электроэнергии. Разработанные электросхемы освещения лишены этих недостатков. Можно в любой момент времени и любой электрокнопкой произвести перезапуск реле времени. Жильцам уже не нужно ждать, когда закончится заданный отсчет времени, требуется лишь нажать любую электрокнопку. Кроме того, разработанные электросхемы предусматривают автоматическое включение освещения при открывании дверей шахты лифта на любом из этажей. Особенностью разработанных электросхем является то, что они могут обеспечить три режима работы.

1. Режим непрерывного освещения (его можно задавать специальным электровыключателем, установленным на первом этаже).
2. Режим дежурного освещения, выполненный на светодиодах или на пониженном напряжении, с переходом на кратковременное полное освещение при нажатии одной из электрокнопок.
3. Режим полностью отключенного освещения с переходом на кратковременное полное освещение при нажатии одной из электрокнопок.

Первый режим можно задавать, например, при уборке подъезда или же в часы максимального ухода

и прихода жильцов и т. д. Второй режим обеспечивает в подъезде слабое дежурное освещение в ночное время. Третий режим широко используется за рубежом. Были также разработаны электросхемы освещения, включающие освещение лишь на ближайших этажах (на этаже, где установлена нажимаемая электрокнопка, на этаже выше и этаже ниже). Такие схемы (см. рис 2.7.2) экономичнее зарубежных, но требуют увеличения капитальных затрат. Имеются электросхемы, включающие освещение по сигналу от электрокнопки, установленных во всех квартирах и др. Схемы эти требуют дополнительных электропроводов, электроаппаратов, но именно эти схемы легче внедрить в условиях криминальной обстановки.

Внедрять электросхемы экономичного освещения дешевле при строительстве или капитальных ремонтах жилых домов. Экономический эффект от применения разработанных электросхем при освещении подъезда десятиэтажного дома составит более 3000 руб. в год, срок окупаемости — около двух лет.

7.2.7. Использование систем управления освещением

Существенную экономию расхода электроэнергии на освещение можно получить с помощью рациональной системы управления освещением. Такие системы осуществляют включение или отключение осветительных приборов при следующих условиях:

- в зависимости от уровня естественной освещенности помещений (например, по сигналам фотореле);
- при достижении определенного времени суток (например, по сигналам таймеров);
- при нажатии человеком кнопок управления (например, входя в подъезд, человек нажимает кнопку, дающую сигнал на включение освещения, отключение освещения осуществляется автоматически через заданный интервал времени);
- при поступлении сигналов от датчиков присутствия.

Системы управления освещением очень распространены за рубежом. При их внедрении следует учитывать, что они усложняют осветительные сети и во многих случаях снижают срок службы некоторых типов ламп. Например, каждое включение люминесцентной лампы снижает срок ее службы примерно на два часа. Срок службы ламп накаливания при числе включений около 2500 часов практически не меняется. При большем числе включений ЛН можно применить системы плавного пуска, предотвращающие броски тока в нити накаливания лампы при ее включении, когда материал спирали имеет низкую температуру и электрическое сопротивление его мало.

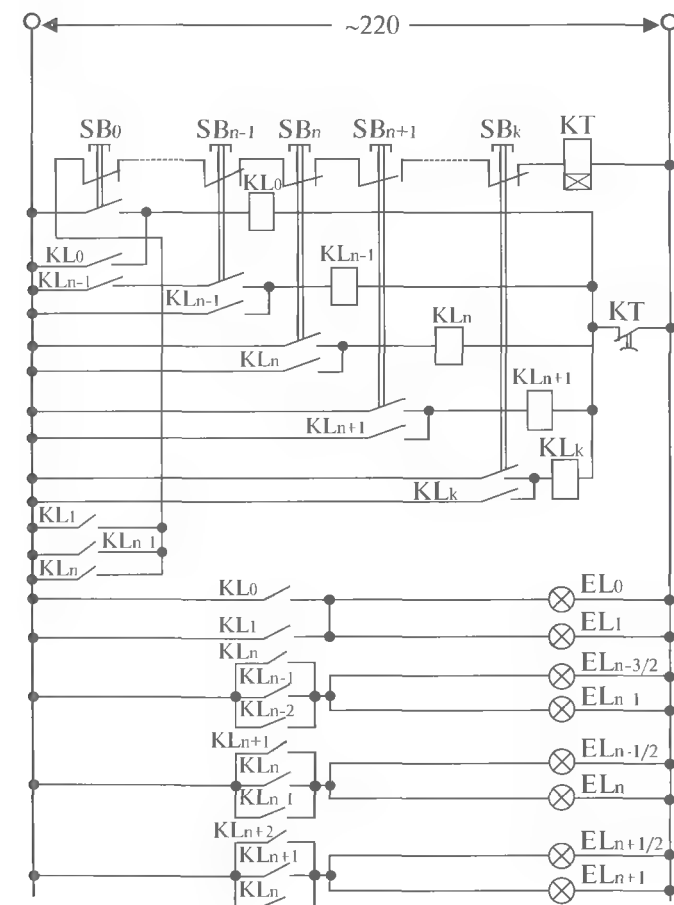


Рис. 2.7.2. Схема включения ламп подъезда по секторам

7.3. РАСЧЕТ НОРМАТИВНОГО ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ОСВЕЩЕНИЕ

По результатам обследования систем освещения можно определить фактическое потребление активной энергии осветительными приборами за год, используя формулу [26]:

$$W_{\text{осв.г.ф.}} = \left[\sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^N \sum_{l=1}^n P_{\text{св.}i} \cdot K_{\text{п.-р.а}} \cdot T_{\text{г}i} \right] \cdot K_{\text{с}}, \quad (2.7.1)$$

где: k — число зданий объекта обследования; N — число помещений в зданиях; n — число работающих светильников в i -ном помещении; $P_{\text{св.}i}$ — установленная мощность ламп в светильниках; $K_{\text{п.-р.а}}$ — коэффициент потерь в пускорегулирующей аппаратуре (см. табл. 2.7.4); $T_{\text{г}i}$ — годовое число работы осветительных установок в i -ном помещении; $K_{\text{с}}$ — коэффициент спроса (для бюджетных организаций $K_{\text{с}} = 0,8$).

Таблица 2.7.9.

Значение удельной мощности общего освещения

№ п/п	Высота помещения, м	Площадь помещения, м	Значение удельной мощности общего освещения при освещенности 100 лк, Вт/м ²
1	< 3	< 15	6,0
		15–25	5,0
		25–50	4,5
		50–150	3,7
		150–300	3,3
2	3–4	15–20	7,4
		20–30	5,9
		30–50	4,8
		50–120	4,3
		120–300	3,7
3	4–6	25–35	7,4
		35–50	6,1
		50–80	4,7
		80–150	4,2
		150–300	3,6

Нормативное годовое потребление электроэнергии можно определить по формуле:

$$W_{\text{осв.г}}^{\text{н}} = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^N W_i, \quad (2.7.2)$$

где: W_i — энергия, потребляемая j -й группой типовых помещений, кВт/ч;

$$W_i = \sum_j^n P_i \cdot T_{\text{г}i}, \quad (2.7.3)$$

где: n — количество типовых помещений в группе; P_i — мощность осветительной установки i -го помещения, кВт;

$$P_i = P_{\text{уд.}i} \cdot A_i \cdot E_{\text{н}i} / 100, \quad (2.7.4)$$

где: $P_{\text{уд.}i}$ — удельная установленная мощность светильников i -го помещения, Вт/м²/100 лк; A_i — площадь i -го помещения, м²; $E_{\text{н}i}$ — нормированная освещенность i -го помещения группы, лк.

Удельную установленную мощность $P_{\text{уд.}i}$ можно найти по табл. 2.7.9, которая построена по данным нормативов [26] для светильников с люминесцентными лампами.

7.4. НЕРАЦИОНАЛЬНЫЕ РАСХОДЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ОСВЕЩЕНИЕ

Нерациональный расход электроэнергии на освещение имеет место, когда при достаточном естественном освещении включаются осветительные приборы. Это происходит либо по халатности работников предприятия, либо из-за плохого состояния поверхности стен, потолков, загрязненности стекол окон и др. Потери электроэнергии из-за нарушения графика включения-отключения освещения можно определить по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{осв}} = P_{\text{уст.}} \cdot K_{\text{с}} (8760 - T_{\text{ос}}), \quad (2.7.5)$$

где: $P_{\text{уст.}}$ — установленная мощность всех ламп, кВт; $K_{\text{с}}$ — коэффициент спроса осветительной нагрузки; 8760 — среднегодовое число часов; $T_{\text{ос}}$ — число часов использования максимума осветительной нагрузки в зависимости от вида объекта, где она используется, числа смен и географической широты.

В табл. 2.7.10 приведены значения коэффициента спроса осветительной нагрузки для различных объектов [31].

В табл. 2.7.11 приводится годовое число часов использования максимума осветительной нагрузки $T_{\text{ос}}$ для широты 56 градусов. Табличные значения для условий других географических широт нужно умножать на коэффициент:

- при односменной работе $K = 0,7 \div 1,4$ (меньшие значения для более низких широт, большие — для более высоких, единица соответствует широте 56 градусов);
- при двух- и трехсменной работе $K = 0,96 - 1,05$.

Таблица 2.7.10.

Коэффициенты спроса осветительной нагрузки

№ п/п	Наименование объекта	K_c
1	Мелкие производственные здания и торговые помещения	1,0
2	Производственные здания, состоящие из отдельных помещений	0,95
3	Производственные здания, состоящие из отдельных крупных пролетов	0,95
4	Библиотеки, административные здания, предприятия общественного питания	0,9
5	Учебные, детские и лечебные учреждения, конторские, бытовые и лабораторные здания	0,8
6	Складские помещения, электроподстанции	0,6

Таблица 2.7.11.

Годовое число часов максимума осветительной нагрузки

№ п/п	Род осветительной нагрузки	T_{oc}
Внутреннее освещение		
1	Рабочее освещение (для местности широтой 56 градусов)	
	при одной смене	1850
	при двух сменах	2500
	при трех сменах	4000
2	Аварийное освещение	4800
Наружное освещение		
1	Рабочее освещение заводских территорий, включаемое ежедневно на всю ночь	360
	до 1 часа	2450
	до 24 часов	1750
	То же, включаемое в рабочие дни на всю ночь	3000
	до 1 часа	2000
	до 24 часов	1750
2	Охранное освещение, включаемое ежедневно на всю ночь	3500
3	Рабочее освещение территории поселка, включаемое ежедневно на всю ночь	3500
	до 1 часа	2350
	до 24 часов	1950

Загрязнение светильников из-за грязи, пыли, конденсата паров приводит к существенному снижению их КПД. Иногда освещенность из-за загрязнения падает в 8–10 раз. В связи с этим осветительные приборы необходимо периодически чистить. Рекомендуемая периодичность чистки светильников приводится в табл. 2.7.12.

Таблица 2.7.12

Рекомендуемая периодичность чистки светильников

№ п/п	Наименование помещений	Сроки чистки светильников
1	Помещения со значительным выделением пыли: цехи доменные, мартеновские, литейные, кузнечные, цементных заводов, подготовительные отделы текстильных фабрик, обогатительные фабрики и др.	2 раза в месяц
2	Помещения со средним выделением пыли, дыма и копоти: цехи прокатные, механические, сборочные, металлоконструкций и др.	1 раз в 3 месяца
3	Помещения с незначительным выделением пыли: цехи предприятий легкой и пищевой промышленности, административно-конторские помещения, лаборатории, конструкторские и проектные залы	1 раз в 3 месяца
4	Установки наружного освещения	1 раз в 4 месяца

7.5. ЗАВЫШЕННАЯ УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ

Потери энергии при завышенной установленной мощности осветительных приборов можно найти по формуле:

$$\mathcal{E}_{осв} = (P_{\phi} - P_{норм}) \cdot K_c \cdot T_{осв} \quad (2.7.1)$$

где: P_{ϕ} — фактическая мощность лампы, кВт; $P_{норм}$ — мощность по нормам освещенности, кВт; K_c — коэффициент спроса осветительной нагрузки; $T_{осв}$ — годовое число часов использования максимума осветительной нагрузки.

7.6. ОСНОВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВЕЩЕНИЯ

Основные мероприятия по повышению энергоэффективности освещения следующие.

- Замена источников света новыми энергоэффективными лампами при обеспечении установленных норм освещенности.
- Максимальное использование естественного освещения в дневное время и автоматическое управление искусственным освещением в зависимости от уровня естественного освещения. Управление включением освещения может осуществляться от инфракрасных датчиков, присутствия людей или движения.
- Использование современной осветительной арматуры с рациональным светораспределением.

Таблица 2.7.13.

Потенциал экономии электрической энергии по системам освещения

Мероприятия	Экономия энергии, %
1. Переход на светильники с эффективными разрядными лампами (в среднем) вместо ламп накаливания:	20÷80
– использование энергоэкономичных ЛЛ	10÷15
– использование КЛЛ (при замене ЛН)	75÷80
– переход от ламп ДРЛ на лампы ДНаТ	50
– использование ламп с лучшей стабильностью характеристик обеспечивает снижение коэффициента запаса осветительных установок	20÷30
2. Снижение потерь в пускорегулирующей аппаратуре (ПРА):	
– применение электромагнитных ПРА с пониженными потерями	10–20
– применение электронных ПРА	30÷35
3. Применение светильников с эффективными кривыми силы света (КСС) и высоким КПД вместо диффузных светильников	25÷40
4. Применение световых приборов нужного конструктивного исполнения с повышенным эксплуатационным КПД (снижение коэффициента запаса на 0,2–0,35)	20÷35

- Использование электронной пускорегулирующей аппаратуры (ЭПРА).
- Применение автоматических выключателей для систем дежурного освещения в зонах временного пребывания персонала.
- Окраска поверхностей производственных помещений и оборудования в светлые тона для повышения коэффициента использования естественного и искусственного освещения.
- Содержание светопрозрачных конструкций и осветительных приборов в чистоте.
- Установка защиты от превышения номинальных уровней напряжения.
- При установке новых люминесцентных приборов рекомендуется применить электронные высокочастотные балласты, позволяющие экономить до 30 % электроэнергии.
- Обычные люминесцентные светильники, работающие более 5000 ч в год, должны быть оборудованы отражателями, позволяющими удвоить световой поток или при том же световом потоке уменьшить вдвое количество люминесцентных ламп.
- Разбивка большого помещения на световые зоны с отдельными для каждой зоны выключателями.

Библиографический список к разделу 2

1. Борисов Б. Г., Калинин Н. В. и др. Системы воздухо-снабжения промышленных предприятий. — М.: Энерг. ин-т, 1989. — 180 с.
2. Берман Я. Д., Маньковский О. Н., Марр Ю. Н. и др. Л.: Машиностроение, 1984. — 228 с.
3. Борисов Б. Г., Борисов К. Б. Отопление промышленных предприятий. — М.: МЭИ, 1997.
4. Варнавский Б. П., Колесников А. И., Федоров М. Н. Энергоаудит промышленных и коммунальных предприятий. — М.: АСЭМ, 1999.
5. Временная инструкция по нормированию расхода электроэнергии на выработку сжатого воздуха и кислорода на предприятиях черной металлургии. ВНИИОчермет. — М.: Черметэнерго, 1983. — 130 с.
6. ГОСТ 13109-97 Качество электрической энергии. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Дата введения 1997-01-01. Межгосударственный Совет по стандартизации, метрологии и сертификации.
7. ГОСТ Р 51379-99 Энергосбережение. Энергетический паспорт промышленного потребителя топливно-энергетических ресурсов.
8. Киреева Э. А., Юнес Т., Айюби М. Автоматизация и экономия электроэнергии в системах промышленного электроснабжения: Справочные материалы и примеры расчетов. — М.: Энергоатомиздат, 1998.

9. Клебанов Л. Д. Вопросы методики определения и снижения потерь электрической энергии в сетях. — Л. ЛГУ, 1973.
10. Кузнецов Ю. В., Кузнецов М. Ю. Сжатый воздух. — Екатеринбург: УрОРАН, 2003, ISBN 5-7691-1443-6.
11. Кунгс Я. А., Фаермарк М. А. Экономия энергии в осветительных установках. — М.: Энергоатомиздат, 1984.
12. Методика № 2-0Э-Э проведения энергетических экспресс-обследований промышленных предприятий: административных, общественных зданий и экспертный подсчет «потенциала энергосбережения». С-Пб.: ГУ «Ленэнергонадзор», 2000.
13. Методика проведения энергетических обследований (энергоаудита) бюджетных учреждений. РД. 34.01-00. — Нижний Новгород: ИПФ РАН, 2000.
14. Методические материалы для энергоаудита/Под ред. А. Г. Вакулко, О. Л. Данилова. — М.: МЭИ, 1999.
15. Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке. Постановление ФЭК от 31 июля 2002 г. № 49-э/8.
16. Миронов Ю. М., Миронова А. Н. Электрооборудование и электроснабжение электротермических, плазменных и лучевых установок: Учебное пособие для вузов. — М.: Энергоатомиздат, 1991.
17. Москаленко В. В. Электрический привод. — М.: Высшая школа, 1991.
18. Оболенцев Ю. Б., Гиндин Э. Л. Электрическое освещение общепромышленных помещений. — М.: Энергоатомиздат, 1990.
19. Пособие по курсу «Методология проведения энергетического аудита»: Библиотека энергоменеджера. — М.: ЭНИЗАН-АСЭМ, 1997.
20. Правила устройства и безопасности эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов. (Госгортехнадзор СССР). — М.: Metallurgy, 1973. — 30 с.
21. Правила устройства электроустановок.
22. Руководство по повышению энергоэффективности в пищевой промышленности. — М.: ЦЭНЭФ, 2002.
23. СНиП 2.04.01-85 Внутренний водопровод и канализация зданий/Госстрой России. — М.: ГУП ЦПП, 2003.
24. Филатов А. А. Оперативное обслуживание электрических подстанций. — М.: Энергия, 1980.
25. Электрические промышленные печи. Дуговые печи и установки специального нагрева: Учебник для вузов/А. Д. Свенчанский, И. Г. Жердев, А. М. Кручинин и др./Под ред. А. Д. Свенчанского. — М.: Энергоатомиздат, 1981.
26. Электрические промышленные печи. Электрические печи сопротивления: Учебник для вузов/А. Д. Свенчанский. — М.: Энергия, 1975.
27. Электроснабжение цеха промышленного предприятия. Артемов А. И./ Под ред. А. П. Титова. — М.: МЭИ, 1990.
28. Электротехнический справочник/М. Г. Чиликин и др. Т. 1. — М.: Энергия, 1971.
29. Электротехнологические промышленные установки: Учебник для вузов/Евтюкова И. П., Кацевич Л. С., Некрасова Н. М., Свенчанский А. Д./Под ред. А. Д. Свенчанского. — М.: Энергоатомиздат, 1982.
30. Энергосбережение и повышение эффективности использования энергоресурсов в зданиях и сооружениях: Уч. пособие под общ. ред. проф., д.т.н. Баскова А. П., проф. д.э.н. Данилова Н. И., проф. д.т.н. Щеклеина С. Е. — Екатеринбург, 2002.
31. Энергосбережение. Методическое пособие для работников Энергонадзора и энергослужб предприятий. Составители: А. И. Панфилов, Г. П. Корытов. — Воронеж: Полиграфическая фирма «Воронеж», 1997.

Раздел 3



Тепловые источники
и сети теплоснабжения



РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ПРОЕКТОВ

ЗАО «Технопромстрой»

выполняет комплексные обследования теплоэнергетических хозяйств предприятий,
разрабатывает программы энергосбережения на текущий год и перспективный период,
исполняет практическое внедрение высокоэффективных энергосберегающих технологий и оборудования в соответствии с разрабатываемыми комплексными программами энергосбережения.



**РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ
ПРОГРАММ И НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**



**ЭКСПЕРТИЗА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТОВ
СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕКОНСТРУКЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ**



**ПОСТАВКА, МОНТАЖ И ПУСКО-НАЛАДКА
ИНЖЕНЕРНЫХ СИСТЕМ И ОБОРУДОВАНИЯ**



**ОБЩЕГРАЖДАНСКОЕ И ПРОМЫШЛЕННОЕ
СТРОИТЕЛЬСТВО**



**НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ
В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ**

ЗАО «Технопромстрой» оказывает методическую и практическую помощь в разработке энергосберегающих проектов. Окупаемость внедряемых энергосберегающих проектов значительно превышает затраты на нерациональное использование предприятием энергетических ресурсов.

**Приглашаем все заинтересованные организации
и предприятия к сотрудничеству**

ЗАО «ТЕХНОПРОМСТРОЙ»

Адрес: 117418, г. Москва, ул. Новочеремушкинская, д. 58

Телефон/факс: (495) 727-35-20, 727-35-21, 411-56-41

E-mail: info@teps.ru

www: [\">http://\teps.ru\](http://\teps.ru)

1. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛА, ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1. ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Большая часть тепловой и электрической энергии производится на тепловых электрических станциях (ТЭС) (общего пользования и промышленных) и в централизованных котельных установках. Доля первых из них в производстве тепловой энергии в России составляет 36 %, доля вторых — 46 % [14]. Остальная тепловая энергия производится на автономных источниках теплоты, ядерных, геотермальных, солнечных источниках, а также на установках утилизации теплоты вторичных энергетических ресурсов (котлы-утилизаторы, теплоутилизационные теплообменники).

Существует несколько способов получения электрической и тепловой энергии на тепловых электростанциях. В соответствии с этими способами энергетические установки электростанций делятся на несколько основных типов:

- паротурбинные установки;
- газотурбинные установки;
- установки парогазового цикла;
- атомные энергетические установки.

Паротурбинные энергетические установки. Наиболее распространенным способом получения электрической энергии является использование кинетической энергии водяного пара высоких параметров (температуры и давления). Пар производит механическую работу, вращая лопасти паровой турбины, связанной в единый блок с электрическим генератором. Энергетическая установка такого типа носит название паротурбинной установки. Вода, являющаяся рабочим телом установки, движется в ней по замкнутому контуру, т. е. циклически, меняя свое агрегатное состояние, — ее превращают в пар и вновь конденсируют. Термодинамический цикл такой установки носит название цикла Ренкина. Схема простейшей паротурбинной установки изображена на рис. 3.1.1.

Рассмотрим работу такой установки. Вода подается конденсатным насосом (КН) в питательный бак (ПБ), в котором сосредотачивается определенный ее запас, необходимый для устойчивой работы станции. Далее питательный насос (ПН) подает воду в котельный агрегат (КА), в котором происходит ее испарение. Для того чтобы испарить воду, в котельном агрегате необходимо сжечь топливо, которым может быть

каменный уголь, мазут или природный газ. Могут использоваться также и другие виды топлива. Полученный пар дополнительно подогревают в пароперегревателе, чтобы повысить его температуру. Сжатый пар направляется в паровую турбину (Т) и вращает ее, совершая механическую работу. При этом пар расширяется, его температура и давление снижаются. Электрический генератор (Г) превращает механическую энергию вращающейся турбины в электрическую, которая направляется потребителю по электрическим сетям. Наконец, пар попадает в конденсатор (К) — теплообменный аппарат, по трубкам которого циркулирует холодная вода. Там пар охлаждается и конденсируется, снова превращаясь в воду.

Электрическая станция, на которой работает рассмотренная установка, носит название конденсационной (КЭС), поскольку весь пар, отработанный в турбине, направляется в конденсатор. Тепловую энергию такая электростанция не вырабатывает. В противоположность этому тепловые станции, вырабатывающие одновременно тепловую и электрическую энергию, называют ТЭЦ (теплоэлектроцентрали). Процесс одновременной выработки тепловой и электрической энергии на ТЭЦ при использовании для централизованного теплоснабжения пара, отработавшего в паровых турбинах называют теплофикацией.

На ТЭЦ часто используются энергетические установки, включающие паровые теплофикационные турбины,

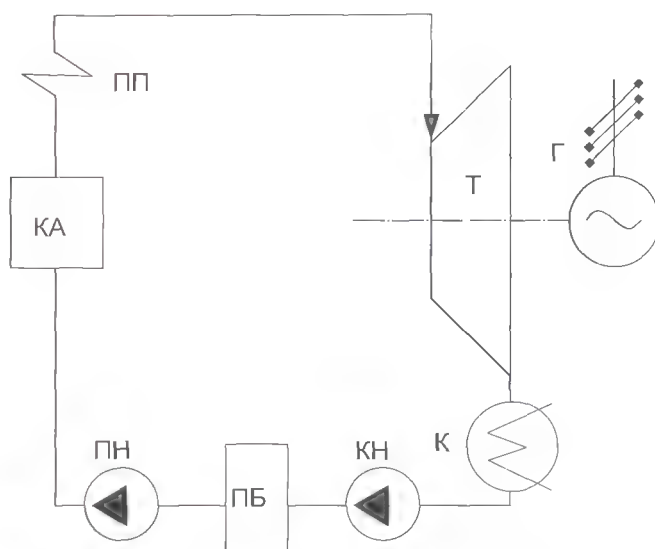


Рис. 3.1.1. Схема простейшей паротурбинной ТЭС:

КА — котельный агрегат; Т — турбина; Г — генератор;
К — конденсатор; КН — конденсатный насос; ПБ — питательный бак;
ПН — питательный насос; ПП — пароперегреватель

из которых производится один или два промежуточных отбора пара. Теплофикационная турбина состоит из двух частей, находящихся на одном валу. Часть турбины между входом и отбором пара называется частью высокого давления (ЧВД), а между отбором и выходом пара — частью низкого давления (ЧНД). Пар из отборов турбины направляется потребителям. Другая часть пара, полностью расширившаяся в ЧНД турбины, охлаждается и превращается в воду в конденсаторе. Схема такой установки представлена на рис. 3.1.2.

Количество пара, поступающего в отборы, можно регулировать. Это позволяет в широких пределах из-

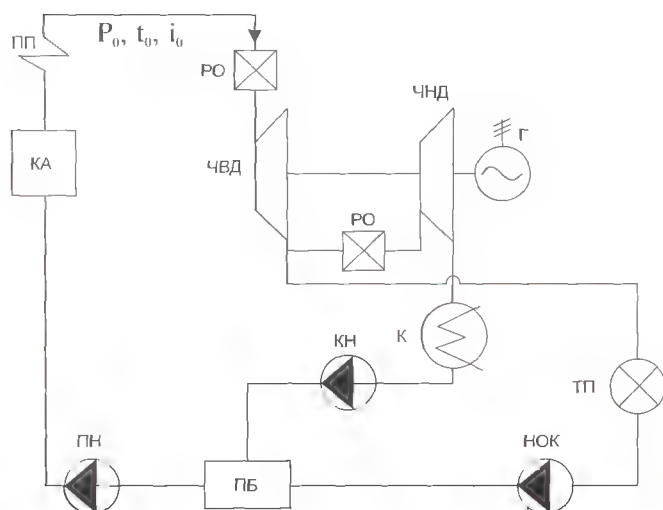


Рис. 3.1.2. Схема ТЭЦ:
ЧВД — часть высокого давления турбины; ЧНД — часть низкого давления турбины; ТП — тепловой потребитель; ПБ — питательный бак; НОК — насос обратного конденсата; РО — регулирующий орган

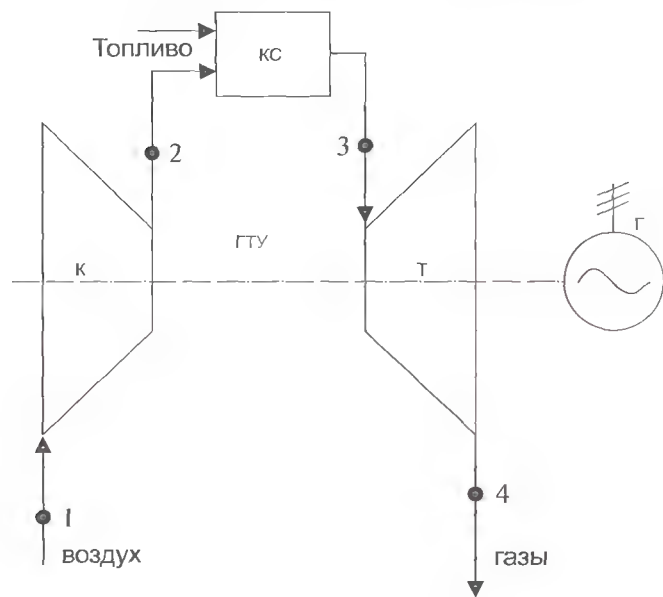


Рис. 3.1.3. Принципиальная схема ГТУ:
К — компрессор; КС — камера сгорания; Т — турбина; Г — генератор;
1 — воздух из окружающей среды; 2 — воздух из компрессора;
3 — газы из камеры сгорания; 4 — газы из турбины

менять тепловую нагрузку станции при неизменной электрической нагрузке и, наоборот, изменять электрическую нагрузку при неизменном расходе тепла, подаваемого потребителям.

Эффективность работы тепловой электрической станции характеризуется коэффициентом полезного действия (КПД).

Абсолютный КПД КЭС представляет собой отношение выработанной на электростанции электроэнергии к количеству тепла, которое затрачено на ее выработку.

Для характеристики экономичности работы ТЭЦ используются два значения абсолютных КПД: КПД выработки электрической энергии и КПД выработки тепловой энергии. Они вычисляются, соответственно, как отношение количества выработанной электроэнергии или тепловой энергии к количеству тепла, затраченному на выработку каждого из видов энергии.

Основными способами повышения КПД ТЭС являются:

- повышение параметров пара перед турбиной;
- понижение параметров пара в конденсаторе;
- промежуточный перегрев пара;
- регенеративный подогрев питательной воды.

Газотурбинные энергетические установки. В газотурбинных энергетических установках (ГТУ) рабочим телом являются газообразные продукты сгорания топлива. Газотурбинные установки могут работать на газовом или жидком топливе. Схема газотурбинной установки приведена на рис. 3.1.3.

Основными элементами газотурбинной установки являются компрессор, камера сгорания и газовая турбина с электрическим генератором. Газовая турбина и компрессор закреплены на одном валу.

Воздух из атмосферы поступает в компрессор (К). Сжатый в компрессоре воздух и топливо поступают в камеру сгорания (КС). Там топливо сжигается, нагревая воздух. Продукты сгорания с высокой температурой и давлением направляются в газовую турбину (Т) и приводят ее во вращение. Вырабатываемая при этом механическая энергия частично затрачивается на сжатие воздуха в компрессоре, а частично — на выработку электрической энергии в генераторе (Г). Отработанные продукты сгорания выбрасываются в атмосферу.

Теплоту уходящих из ГТУ газов можно использовать для выработки тепловой энергии. Газотурбинная установка, на которой одновременно вырабатывается тепловая и электрическая энергия, называется ГТУ ТЭЦ. Принципиальная схема ГТУ ТЭЦ приведена в разделе 3.1.2.

Парогазовые энергетические установки. Наиболее эффективными установками для выработки электрической и тепловой энергии на ТЭС являются парогазовые энергетические установки (ПГУ). Установки тако-

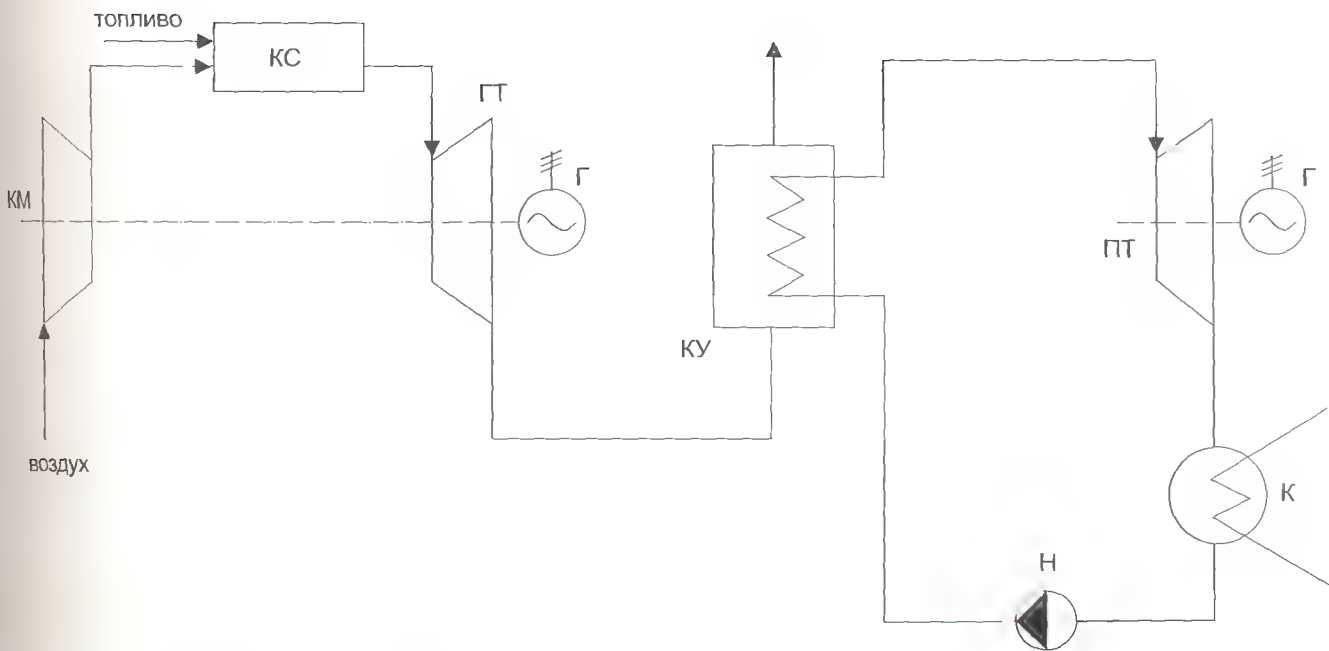


Рис. 3.1.4. Схема ПГУ с котлом-утилизатором:
 КМ — компрессор; КС — камера сгорания; ГТ — газовая турбина; Г — генератор; КУ — котел-утилизатор; ПТ — паровая турбина; К — конденсатор; Н — насос

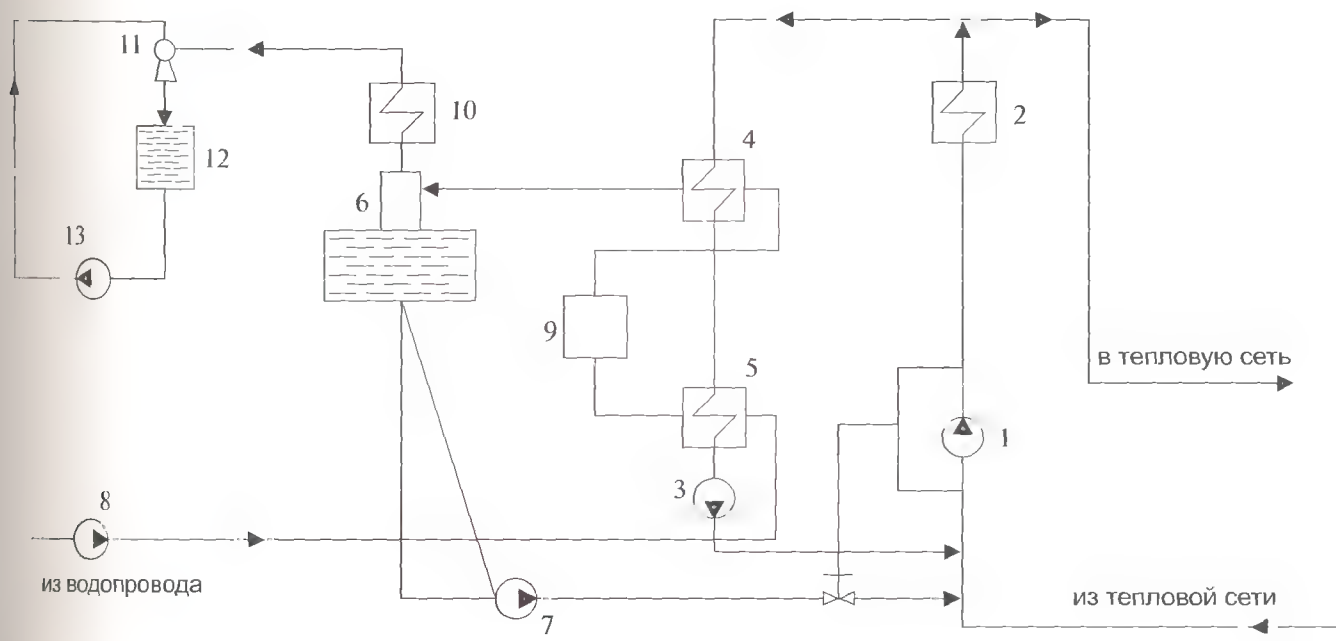


Рис. 3.1.5. Принципиальная схема водогрейной котельной:
 1 — сетевой насос; 2 — водогрейный котел; 3 — циркуляционный насос; 4 — подогреватель химически очищенной воды; 5 — подогреватель сырой воды; 6 — вакуумный деаэратор; 7 — подпиточный насос; 8 — насос сырой воды; 9 — химводоподготовка; 10 — охладитель выпара; 11 — водоструйный эжектор; 12 — расходный бак эжектора; 13 — эжекторный насос

го типа включают паротурбинные и газотурбинные установки, объединенные между собой. Существует несколько способов объединения ПТУ и ГТУ в единую установку.

Самыми распространенными и экономичными на сегодняшний день являются ПГУ с котлом-утилизатором и двумя контурами давления. КПД таких установок по

выработке электрической энергии достигает 50–55 %. Схема такой установки приведена на рис. 3.1.4.

Продукты сгорания из газотурбинной установки подаются в котел-утилизатор и служат для выработки пара, вращающего паровую турбину. В установках такого типа мощность газотурбинной установки существенно выше мощности паротурбинной установки.

Капитальные вложения в оборудование систем теплоснабжения различного типа

Тип основного оборудования, элемент системы теплоснабжения	Капитальные вложения в оборудование, у. е./кВт
Централизованные системы на базе: Котельные и РТС мощностью до 100 МВт (без тепловых сетей и местных систем) Мини-ТЭЦ (газотурбинные, паротурбинные) в расчете на суммарную мощность (электрическая + тепловая), без стоимости тепловых сетей и местных систем*	45–60 200/450 40–50 25/50
Когенераторные установки (газовый дизель) при единичной мощности агрегата до 1200 кВт (без стоимости тепловых сетей, местных систем и систем дымоудаления)	350–480
Автономные котельные: крышные, пристроенные, встроенные и блочные (без стоимости местных систем отопления и горячего водоснабжения, системы дымоудаления и здания котельной)*	35–45/60–70
Поквартирные системы многоэтажных зданий с учетом стоимости оборудования узлов учета расхода тепла и газа (без стоимости системы дымоудаления)*	30/65

* В числителе — при использовании отечественного оборудования; в знаменателе — при использовании импортного оборудования.

Другой способ работы ПГУ заключается в том, что продукты сгорания из газотурбинной установки направляются в котел, в котором сжигается твердое или жидкое топливо. Такой способ применяется для повышения эффективности существующих блоков паротурбинных электростанций путем их надстройки газовыми турбинами, т. е. расширения электростанции за счет установки предвключенных турбин высоких параметров. КПД установок такого типа составляет 46÷48 %. В данном случае паротурбинная установка обладает большей мощностью, чем газотурбинная.

Котельные установки. Котельные могут быть использованы как самостоятельный источник энергии для объектов промышленности и жилищно-коммунального хозяйства, а также для покрытия пиковых тепловых нагрузок в теплофикационных системах. Котельные установки можно разделить на два основных типа: паровые и водогрейные котельные.

В водогрейной котельной установке (см. рис. 3.1.5) обратная вода из тепловой сети и вода подпитки, прошедшая предварительный подогрев, химводоподготовку и деаэрирование, нагревается в котле. Подогрев осуществляется сетевой водой, часть которой забирается для этой цели на выходе из котла. В схеме, приведенной на рис. 3.1.5, используется вакуумный деаэратор, вакуум в котором создается за счет работы водоструйного эжектора.

Принципиальная схема паровой котельной представлена на рис. 3.1.6. Котельная вырабатывает не только пар, но и горячую воду. Она поступает в сеть от пароводяного подогревателя, в котором пар после котла подогревает обратную воду из теплосети. Как и в водогрейной котельной, сырая вода перед подачей в котел проходит предварительный подогрев, химводоподготовку и деаэрирование.

1.2. АВТОНОМНЫЕ ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Автономные источники теплоснабжения — источники тепловой энергии, не связанные с центральными системами теплоснабжения. Эти источники не присоединены к внешним тепловым сетям. Часто они не являются автономными в полном смысле этого слова, поскольку они связаны с централизованными системами снабжения топливом (чаще всего газовым), электричеством и водой. Они обслуживают отдельное здание, группу зданий, а иногда и небольшой населенный пункт. Согласно [14] на долю автономных источников энергии приходится 13,5 % всего производимого в России тепла.

К автономным источникам теплоснабжения относят котельные установки небольшой производительности, газопоршневые агрегаты, газотурбинные и паротурбинные теплофикационные энергетические установки небольшой мощности. Газопоршневые агрегаты и мини-ТЭЦ на основе паротурбинных и газотурбинных установок (ПГУ ТЭЦ) являются автономными источниками как тепловой, так и электрической энергии, т. е. когенеративными источниками. Капитальные вложения в оборудование когенеративных установок существенно выше, чем необходимые вложения в оборудование автономных источников теплоты (см. табл. 3.1.1) [38].

Когенеративные автономные источники энергии. Газотурбинные и паротурбинные установки имеют высокую единичную мощность (от 1,25 МВт) и поэтому редко применяются в качестве местных источников теплоснабжения. На ПГУ ТЭЦ продукты сгорания после расширения в турбине направляются в утилиза-

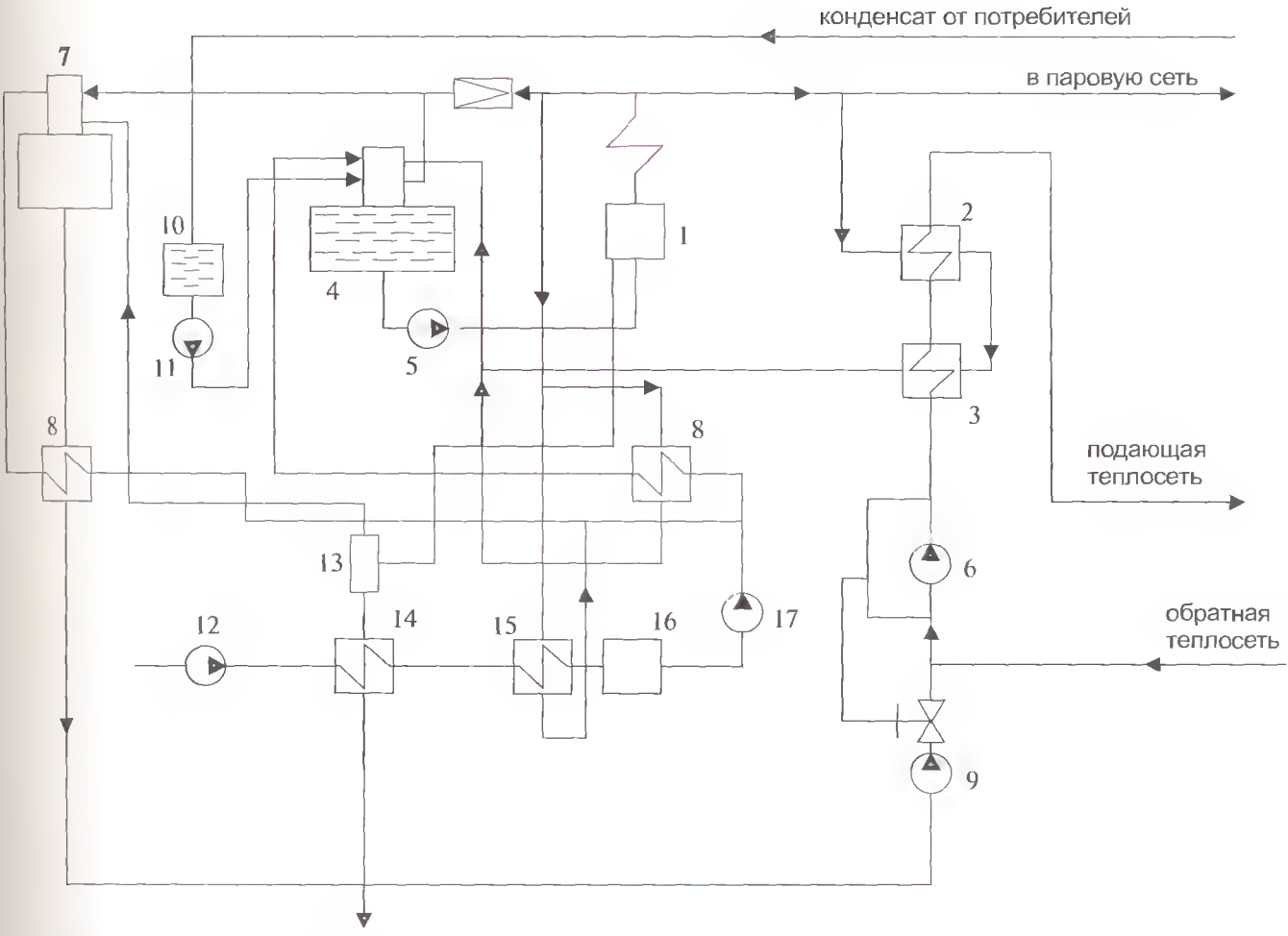


Рис. 3.1.6. Принципиальная тепловая схема паровой котельной:
1 — паровой котел низкого давления; 2 — пароводяной подогреватель сетевой воды; 3 — охладитель конденсата; 4 — деаэратор питательной воды котла; 5 — питательный насос; 6 — сетевой насос; 7 — деаэратор подпиточной воды; 8 — подогреватель химически очищенной воды; 9 — подпиточный насос; 10 — сборный бак конденсата; 11 — конденсатный насос; 12 — насос сырой воды; 13 — сепаратор продувочной воды; 14 — охладитель продувочной воды; 15 — пароводяной подогреватель сырой воды; 16 — химводоподготовка; 17 — насос химически очищенной воды

онный теплообменник (ТУ), в котором подогревается вода, либо в котел-утилизатор (КУ), в котором происходит превращение воды в пар. Полученная горячая вода или пар используются в системе теплоснабжения для обеспечения теплового потребителя (ТП). На рис. 3.1.7 приведена схема ГТУ ТЭЦ с утилизационным теплообменником.

Сжатый в компрессоре воздух подается вместе с топливом в камеру сгорания. Продукты сгорания приводят в действие турбину, вращающую электрический генератор. На выходе из турбины температура продуктов сгорания составляет около 500 °С, и их теплота используется для подогрева воды в утилизационном теплообменнике. Количество продуктов сгорания, поступающих в ТУ, может регулироваться. Насосы Н1 и Н2 обеспечивают циркуляцию воды в контурах теплообменника и теплового потребителя, а вентили В1 и В2 позволяют регулировать расход воды через эти контуры.

Единичная мощность газопоршневых агрегатов бывает существенно ниже, чем у газотурбинных уста-

новок, а их электрический КПД заметно выше и достигает 40 %. В таких агрегатах тепловая энергия вырабатывается за счет утилизации теплоты уходящих газов, теплоты охлаждения блока цилиндров и смазочного масла. Это делает систему выработки тепла сложной в изготовлении и обслуживании. Доля вырабатываемой тепловой энергии составляет до 50 % от теплоты, полученной при сжигании топлива.

При проектировании когенеративных установок главной задачей является производство электрической энергии, выработка теплоты при этом играет подчиненную роль. Тогда во время отопительного сезона возникает дефицит тепла, который нужно восполнять из дополнительных источников. Чаще всего этот вопрос решается путем установки пиковых котельных. Принципиальная схема системы теплоснабжения на основе газопоршневого агрегата приведена на рис. 3.1.8.

Наиболее распространенным автономным источником теплоснабжения в настоящее время являются водогрейные котельные небольшой мощности. По месту

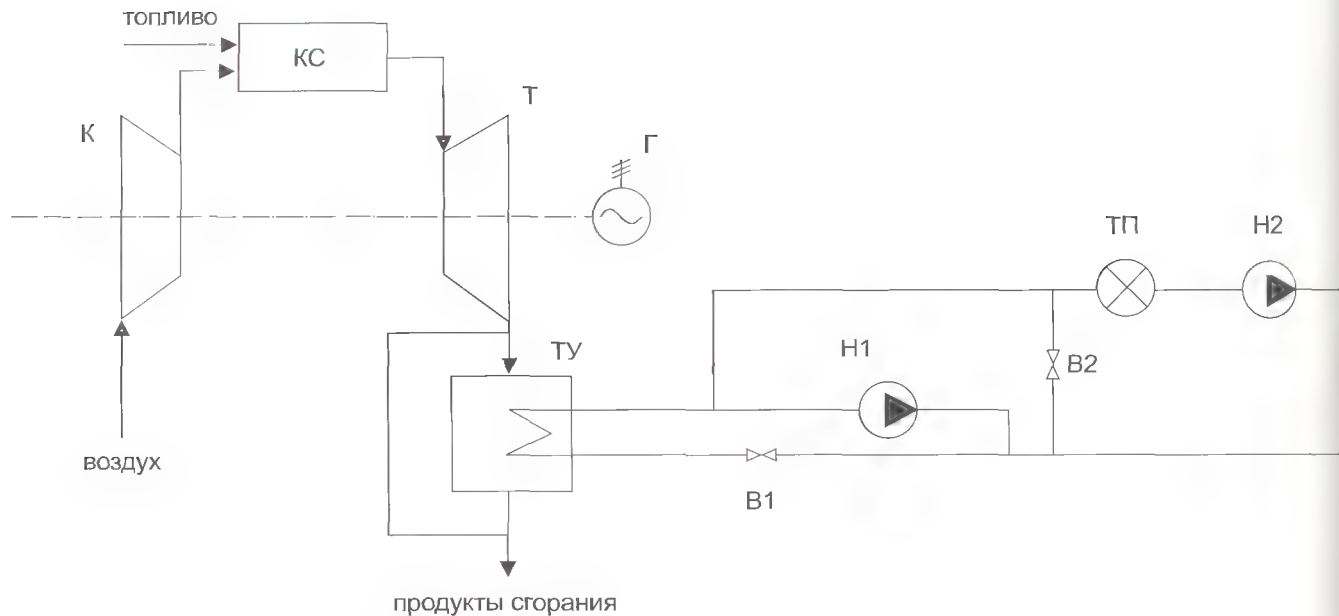


Рис. 3.1.7. Схема отопительной ГТУ ТЭЦ:

К — компрессор; КС — камера сгорания; Т — турбина; Г — генератор; ТУ — утилизационный теплообменник; ТП — тепловой потребитель; Н1, Н2 — насосы; В1, В2 — вентили

расположения относительно теплового потребителя они разделяются на встроенные, пристроенные, отдельно стоящие, крышные. Чаще всего в качестве топлива в них используются газ или дизельное топливо. Реже используются местные виды топлива, например, древесные отходы. При работе таких котлов возникают проблемы, связанные с дымоудалением, поскольку каждый автономный источник требует сооружения индивидуальной системы дымоудаления, относительная

стоимость которой тем выше, чем меньше мощность источника.

Крышные котельные имеют большое преимущество в том отношении, что могут устанавливаться не только на вновь строящихся, но и существующих зданиях. Они не требуют дополнительных площадей внутри или вне здания. При этом может использоваться система трубопроводов и отопительных приборов, спроектированная для центральной системы теплоснабжения. Проблема дымоудаления для крышных котельных не является такой острой, как в других случаях. При проектировании и строительстве крышных котельных на существующих зданиях должны быть решены вопросы прочности строительных конструкций.

Современные индивидуальные котельные поставляются, как правило, вместе с системами автоматики и имеют высокий КПД. Среди них следует выделить конденсационные котлы, которые обладают высокой эффективностью за счет утилизации теплоты конденсации влаги, содержащейся в продуктах сгорания.

Автономные источники теплоснабжения, использующие электрическую энергию, такие как электрические котлы и электрические подогреватели, требуют меньших капитальных затрат и легко поддаются регулированию. Главный их недостаток состоит в том, что они используют дорогостоящую электрическую энергию. Их применение оправдано только в тех районах, где нет других источников энергии или имеется ее избыток, а также в качестве временных источников (например, при строительстве зданий).

Главными достоинствами автономных систем теплоснабжения являются возможность индивидуального регулирования тепловой нагрузки и отсутствие до-

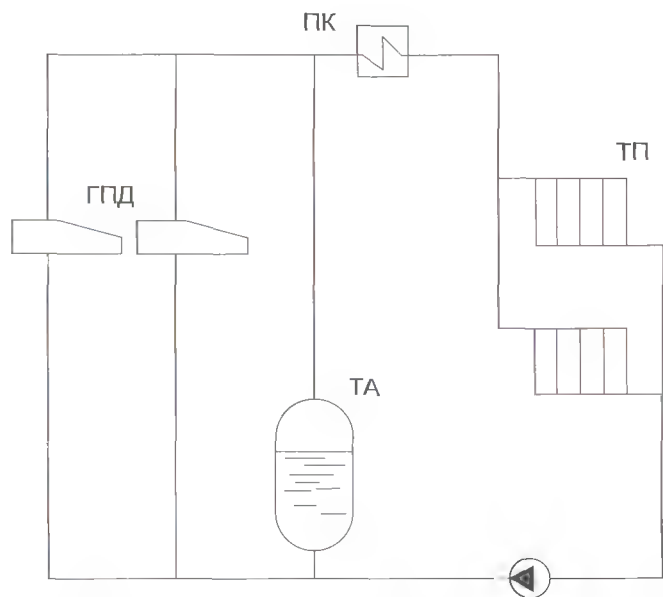


Рис. 3.1.8. Схема системы теплоснабжения на основе газопоршневого агрегата:

ГПД — газопоршневые двигатели; ПК — пиковый котел; ТА — тепловой аккумулятор; ТП — тепловой потребитель

рогостоящих тепловых сетей, являющихся одним из основных источников потерь тепла и теплоносителя. Недостатками таких систем являются необходимость в дополнительных площадях для их установки, обеспечение индивидуального обслуживания и ремонта, затраты на систему дымоудаления.

1.3. ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ

Газообразное топливо. Для обеспечения работы предприятий используются природные и искусственные горючие газы.

Природный газ, основу которого составляет метан, является наиболее экологически чистым видом топлива. Природный газ добывается на газовых месторождениях, где расположены газовые промыслы. На промыслах производятся механическая очистка газа от твердых примесей и капельной влаги, его осушка, очистка от сероводорода и углекислоты и отделение наиболее тяжелых фракций.

К природному газообразному топливу относится также попутный нефтяной газ, залегающий вместе с нефтью в нефтяных пластах. При выходе нефти из скважины давление ее снижается, и из нефти выделяются растворенные в ней газы, количество которых составляет 10–15 % от нефти. Кроме метана, он содержит также этан, пропан, бутан и пары более тяже-

лых углеводородов. На газоперерабатывающих заводах из попутного газа отделяют бензиновые фракции. К природным видам топлива можно отнести и нефтезаводские газы — газы, получаемые на нефтеперерабатывающих заводах при переработке нефти.

Газоснабжение предприятий может осуществляться горючими газами, получаемыми в процессе производства. К ним относятся доменный, конвертерный, коксовый и генераторный газы, являющиеся низкокалорийными видами топлива.

Газоснабжение малых потребителей в сельской местности часто осуществляется сжиженными газами, которые состоят из смеси пропана и бутана и вырабатываются на газоперерабатывающих заводах. Доставка сжиженных газов осуществляется в цистернах. Емкости, в которых производится хранение сжиженного газа, имеют объем 2,2 и 4 м³ и устанавливаются ниже уровня земли. Для снабжения малых потребителей используются газовые баллоны.

Состав природных газов различных месторождений, попутных нефтяных газов, а также газов, получаемых при переработке нефти, приведен в [14]. Там же приведены подробные характеристики газов, получающихся в процессе газификации твердого топлива, доменных и коксовых газов.

Состав системы газоснабжения. Система газоснабжения промышленного предприятия, которая входит в состав систем теплоэнергоснабжения, является и одной из подсистем системы газоснабжения региона (см. рис. 3.1.9) [22], объединенной с ней единым гидро-

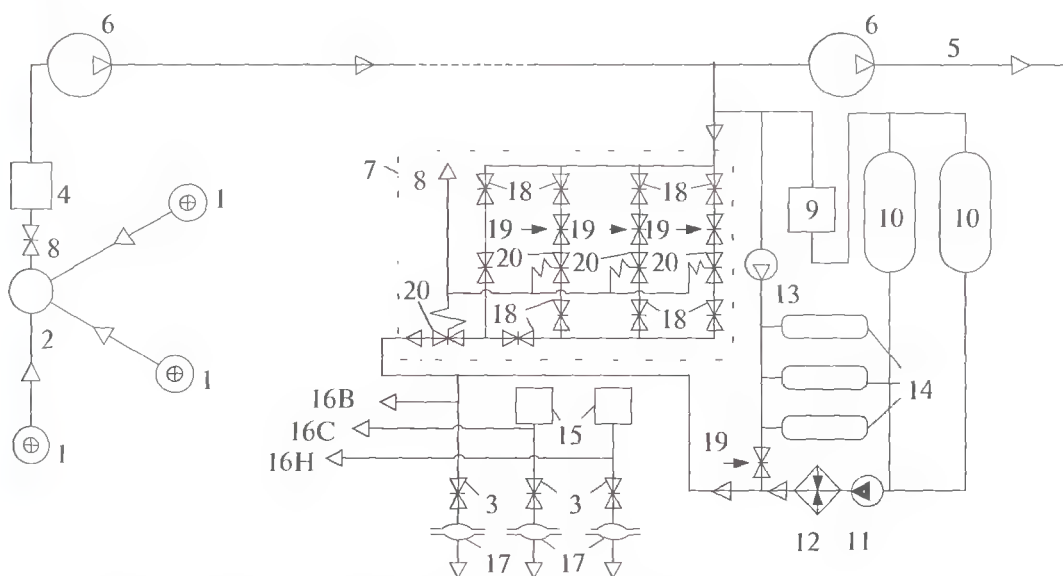


Рис. 3.1.9. Принципиальная схема единой системы газоснабжения региона:

1 — газовая скважина; 2 — сборный коллектор газа; 3 — главное отключающее устройство заводского газопровода; 4 — установка очистки и осушки газа; 5 — магистральный газопровод; 6 — газоперекачивающая станция; 7 — газораспределительная станция (ГРС); 8 — продувочная газовая свеча; 9 — установка для сжижения природного газа; 10 — резервуары сжиженного газа; 11 — насос сжиженного газа; 12 — установка регазификации сжиженного газа; 13 — компрессор для сжатия газа; 14 — газгольдеры сжатого газа; 15 — газорегуляторный пункт (ГРП); 16 В, 16 С, 16 Н — городские газопроводы высокого, среднего и низкого давлений; 17 — внутриводские газопроводы промышленного предприятия; 18 — отключающие устройства; 19 — регуляторы давления; 20 — предохранительный сбросной клапан

динамическим режимом добычи, транспорта, хранения и распределения газа.

Горючий газ от места его добычи на газовом промысле доставляется к пунктам его потребления по магистральным газопроводам. Рабочее давление газа в магистральных газопроводах составляет 55:75 атм. Диаметры магистральных газопроводов большой производительности составляют 1220:1420 мм. Поверхность газопроводов покрывают слоем изоляции, чаще всего битумной. Различают газопроводы наземной и подземной прокладки.

До поступления в магистральные газопроводы газ проходит переработку на специальных газовых заводах. В зависимости от состава газов переработка может включать следующие операции: очистку от сероводорода и диоксида углерода, извлечение высших углеводородов, осушку и одоризацию газа. Последняя операция (одоризация) заключается во введении в газ небольших количеств резко пахнущих веществ для придания ему запаха, позволяющего обнаружить присутствие газа в воздухе.

Перекачивание газа по газопроводам осуществляется при помощи газоперекачивающих агрегатов, имеющих привод от газотурбинной установки или (реже) от электрического двигателя. Газоперекачивающие агрегаты входят в состав компрессорной станции. Расстояние между компрессорными станциями обычно составляет около 200 км. На перекачку газа по трубопроводам в России затрачивается до 8 % газа от его общей добычи.

В конечных пунктах магистральных газопроводов располагаются газораспределительные станции, на которых происходит снижение давления газа до уровня, требуемого потребителем. Газораспределительные станции, сооружаемые на отводах или в конце магистральных газопроводов природного газа, не входят в состав систем газоснабжения предприятий, но являются для них непосредственными источниками газа. На них снижается и поддерживается на уровне 0,3÷1,2 МПа давление газа, отбираемого из магистрального газопровода, а также учитывается его расход и проводится очистка от механических примесей. Оборудование ГРС рассчитывается на давление до 7,5 МПа. Автоматизация позволяет вести безвахтенное обслуживание ГРС. Только при производительности более 200 тыс. м³/ч газа необходим вахтенный персонал.

Для нормальной работы систем газоснабжения сооружают хранилища газа, которые служат для покрытия пиков газопотребления и являются аварийным резервом топлива для крупных потребителей.

После газораспределительных станций газ попадает в газораспределительные сети городов, которые состоят из газопроводов высокого давления второй ступени ($0,6 \text{ МПа} < p < 1,2 \text{ МПа}$), высокого давления первой ступени ($0,3 \text{ МПа} < p < 0,6 \text{ МПа}$), среднего давления ($0,003 \text{ МПа} < p < 0,3 \text{ МПа}$) и низкого давления ($p < 0,003 \text{ МПа}$). Эти газопроводы предна-

значены для снабжения топливом различных типов потребителей. Крупные промышленные предприятия и электростанции снабжаются в основном по трубопроводам высокого давления второй ступени. Средние промышленные предприятия, котельные, коммунально-бытовые предприятия снабжаются газопроводами высокого давления первой ступени и среднего давления. Газопроводы низкого давления снабжают топливом жилые и общественные здания и малые предприятия.

Газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки (см. рис. 3.1.10) [22] служат для снижения давления газа, получаемого от ГРС, и поддержания его на заданном уровне. Различают ГРП среднего (давление на входе до 0,3 МПа) и высокого (0,3÷1,2 МПа) давления. Центральные ГРП обслуживают группу потребителей. Объектовые ГРП обслуживают объекты одного потребителя. Газорегуляторные установки обслуживают только одного потребителя (котел, печь и т. п.) и монтируются непосредственно у объекта.

Давление газа на выходе из ГРП поддерживается регулятором давления, а при его отказе — с помощью ручного управления запорно-отключающим устройством на обводной линии. При повышении давления за ГРП выше допустимого срабатывает предохранительно-сбросной клапан, а при необходимости — и предохранительно-отключающий запорный клапан.

На ГРП и ГРУ обычно применяют регуляторы прямого действия. У регулятора типа РД импульс от давления газа воздействует на мембрану, а она через рычажный механизм перемещает дроссельный орган. Такие регуляторы устанавливают на вертикальных и горизонтальных участках. Диаметр клапанного отверстия регуляторов можно изменять заменой седла клапана.

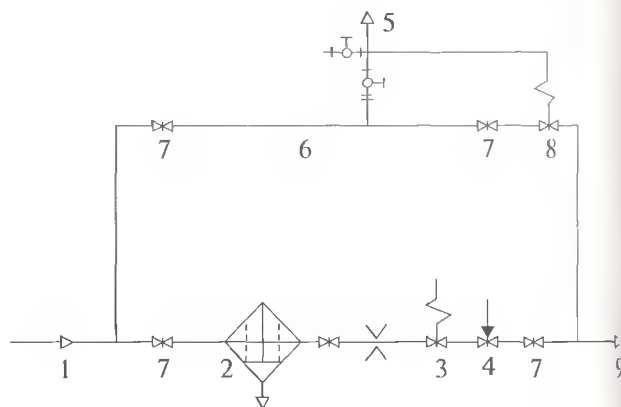


Рис. 3.1.10. Схема газорегуляторного пункта с одной регулирующей ниткой:

- 1 — газопровод, подводящий газ к ГРП; 2 — фильтр;
- 3 — предохранительно-отключающий клапан; 4 — регулятор давления; 5 — продувочная газовая свеча; 6 — обводная линия газа;
- 7 — запорно-отключающие устройства; 8 — предохранительно-сбросной клапан; 9 — газопровод, отводящий газ от ГРП

Газодувки включаются между коллекторами газа низкого и высокого давления. Между коллекторами устанавливают байпас. Если необходимо повышать давление смешанного газа, то строят смесительно-повысительные станции (СПС), в которых на всасывающей стороне газодувок устанавливают смесители.

Межцеховые газопроводы на промышленных предприятиях, как правило, прокладываются над землей. Для обеспечения компенсации температурных удлинений используют компенсирующую способность поворотов или устанавливают линзовые и волнистые компенсаторы. В газопроводах конденсируются водяные пары и жидкие продукты, выделяющиеся из газов. Для их удаления газопроводы прокладываются с уклоном и в низких местах оборудуются конденсаторами.

Системы газоснабжения промышленных предприятий. Система газоснабжения промышленного предприятия — комплекс сооружений, установок, трубопроводов, регулирующих, смесительных, продувочных и других устройств, обеспечивающих:

- приемку природного газа в заводскую газовую сеть — непосредственно из магистрального газопровода или от газораспределительной станции (ГРС), или от городских распределительных газовых сетей, а также поддержание необходимых параметров газа в межцеховых и внутрицеховых газопроводах природного газа, распределение и подачу его к потребителям;
- приемку в автономную систему заводских газопроводов искусственных горючих газов (доменного, коксового и др.), образовавшихся в технологических процессах, их очистку, приведение параметров полученных газов к уровню параметров, необходимых потребителям, смешение с другими горючими газами, транспортировку, распределение и подачу к потребителям;
- производство искусственных горючих газов на заводских газогенераторных станциях (ГГС), их очистку, повышение давления и подачу через автономную систему газопроводов к потребителям.

Система газоснабжения должна обеспечивать бесперебойную подачу газа к потребителям, безопасные условия эксплуатации, возможность отключения отдельных элементов для производства ремонтов и для перевода потребителя на использование резервного топлива.

На большинстве промышленных предприятий в качестве топлива, а на многих нефтехимических и химических заводах и в качестве технологического сырья используют природные горючие газы. На предприятиях некоторых отраслей при выработке технологической продукции побочно получают искусственные горючие газы, объединяемые термином «горючие газы ВЭР».

На предприятиях, нуждающихся в газовом сырье и топливе, но расположенных вне зоны действия газопроводов природного газа, искусственные горючие газы вырабатываются из твердого топлива либо из нефтепродуктов на газогенераторных станциях.

Структура системы газоснабжения предприятия выбирается в зависимости от группы, к которой оно относится. К первой группе относятся предприятия, только потребляющие горючие газы; ко второй — предприятия, которые сами вырабатывают газ, но его количество не покрывает собственные потребности; к третьей — предприятия, полностью обеспечивающие свою потребность газами собственной выработки; к четвертой — предприятия, у которых выработка искусственных газов превышает собственную потребность в них. Для предприятий первой и второй групп принципиальные схемы снабжения природным газом приведены на рис. 3.1.11 [22].

Одноступенчатая схема снабжения природным газом применяется, когда всем потребителям необходим газ с избыточным давлением ниже 0,005 МПа, который предприятие получает от городской сети низкого давления, двухступенчатая — когда в городской сети поддерживается среднее (0,005–0,3 МПа) или высокое (0,3–1,2 МПа) избыточное давление, а цехам необходим газ среднего и низкого давления. Трехступенчатая схема предусматривает получение газа от городской сети высокого давления с обеспечением цеховых потребителей газом высокого, среднего и низкого избыточного давления.

На предприятиях второй, третьей и четвертой групп создается автономная схема газоснабжения искусственным газом [2], представленная на рис. 3.1.12 [22]. Доменный газ с давлением 0,25–0,35 МПа очищается от пыли в мокрых газоочистках и направляется в газовую утилизационную бескомпрессорную турбину (ГУБТ), в которой расширяется до давления 0,115 МПа и поступает в систему заводских газопроводов доменного газа. Генератор, вращаемый ГУБТ, вырабатывает электроэнергию, направляемую в систему электроснабжения предприятия.

Коксовый газ перед поступлением в заводской газопровод коксового газа проходит очистку, а его давление повышается на газоповысительной станции (ГПС). Потребители, использующие смесь доменного и коксового газов, получают ее от газосмесительной станции (ГСС).

При отсутствии природного и дефиците коксового и доменного газа на предприятии сооружаются газогенераторная станция (ГГС) или установки, перерабатывающие нефтепродукты для выработки искусственных газов, которые после повышения давления на ГПС поступают к потребителям по своим газопроводам.

Избытки коксового газа направляются на газификацию коммунально-бытового сектора или на соседние предприятия. Для сглаживания неравномерностей

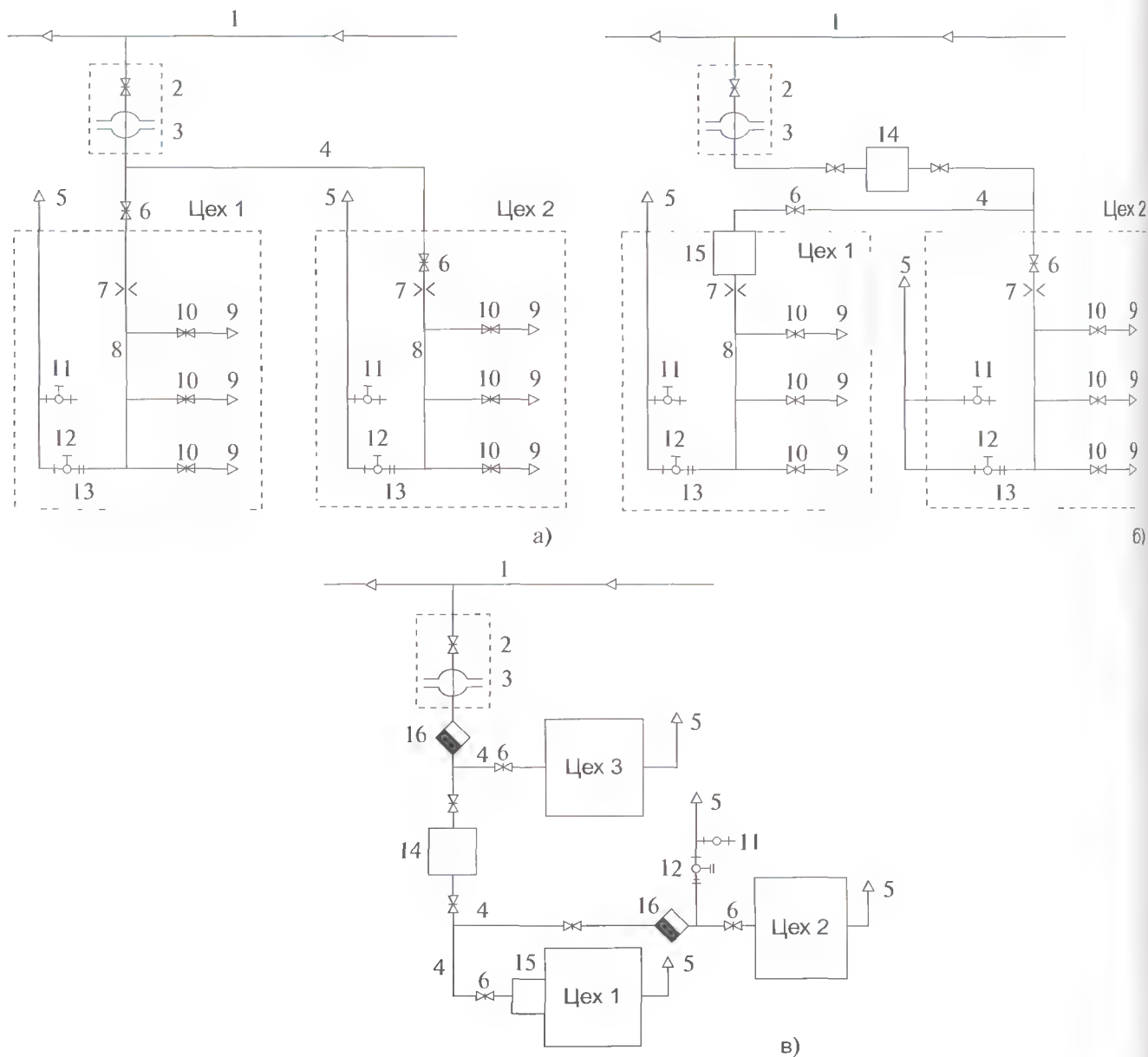


Рис. 3.1.11. Схема газоснабжения промышленного предприятия природным газом:

а) — одноступенчатая; б) — двухступенчатая; в) — трехступенчатая;

1 — городской газопровод природного газа; 2 — главное отключающее устройство завода; 3 — компенсатор; 4 — межцеховые газопроводы; 5 — продувочная газовая свеча; 6 — цеховое отключающее устройство; 7 — пункт измерения расхода газа; 8 — внутрицеховые газопроводы; 9 — обвязочные газопроводы потребителей; 10 — главное отключающее устройство потребителя; 11 — пробоеотборный кран; 12 — кран, отключающий свечу; 13 — заглушка; 14 — центральный ГРП завода; 15 — ГРП цеха; 16 — сборник газового конденсата

выхода и потребления газа устанавливают газгольдеры или используют потребители-регуляторы.

При проектировании межцеховых газопроводов применяют кольцевые и лучевые схемы, выбор которых определяется уровнем требований потребителей к надежности газоснабжения и технико-экономическим сопоставлением вариантов. Внутри цеха чаще используют тупиковые схемы с ответвлением к продувочной свече в конце каждого тупика. Продувку через свечу осуществляют перед пуском участка в эксплуатацию. Связь газопроводов разных давлений осуществляется только через ГРП.

1.4. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

Тепловая сеть — это система трубопроводов и устройств централизованного теплоснабжения, по которым тепло переносится теплоносителем — горячей водой или паром.

Комплекс теплопотребляющих установок с соединительными трубопроводами или тепловыми сетями называется системой теплопотребления. Совокупность взаимосвязанных источника теплоты, тепловых сетей и систем теплопотребления образуют систему тепло-

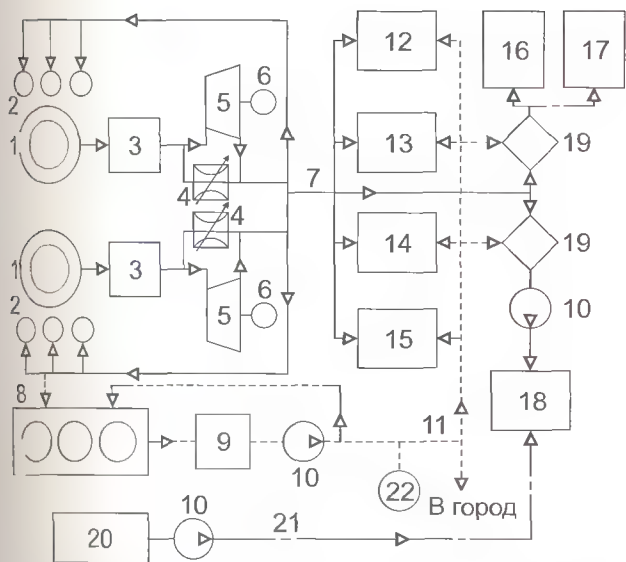


Рис. 3.1.12. Схема газоснабжения металлургического завода искусственными газами:

- 1 — доменная печь; 2 — воздухоподогреватели доменной печи;
 3 — устройство пыле- и влагоочистки доменного газа;
 4 — автоматическое дроссельное устройство; 5 — ГУБД;
 6 — электрогенератор; 7 — заводской газопровод доменного газа;
 8 — коксовые батареи; 9 — установка очистки коксового газа;
 10 — газоповысительные станции (ГПС) коксового, генераторного и смешанного газов; 11 — заводской газопровод коксового газа;
 12 — ТЭЦ ПВС; 13 — котельная; 14 — мартеновский цех; 15 — блюминг;
 16 — цех агломерата; 17 — ремонтно-механический цех;
 18 — прокатный цех; 19 — газосмесительные станции (ГСС);
 20 — газогенераторная станция (ГГС); 21 — заводской газопровод генераторного газа; 22 — газгольдеры коксового газа

— доменный газ; — — — коксовый газ;
 - - - - генераторный газ; - - - - смешанный газ

снабжения. Таким образом, тепловая сеть является элементом централизованной системы теплоснабжения.

Тепловые сети соединяют источник тепловой энергии с ее потребителем. Централизованным источником теплоты обычно являются тепловая электростанция, производящая кроме электрической энергии тепловую энергию в виде пара (ТЭЦ), котельная промышленного предприятия или районная котельная. Из тепловых сетей теплота поступает в теплопотребляющие установки, представляющие собой комплекс устройств, использующих теплоту для отопления, горячего водоснабжения, вентиляции и кондиционирования воздуха или технологических нужд.

По данным [38], в настоящее время теплоснабжение около 80 % городского фонда России осуществляется от централизованных источников. Общая протяженность магистральных участков тепловых сетей диаметром 600÷1400 мм составляет 13 000 км, а протяженность распределительных и внутриквартальных участков трубопроводов диаметром 50:500 мм достигает 125 000 км (в пересчете на двухтрубную систему).

По виду передаваемого теплоносителя в тепловой сети системы теплоснабжения разделяются на паровые и водяные. Водяные системы используют для обеспечения теплофикационной нагрузки (отопление, горячее водоснабжение и вентиляция), а также промышленной технологической нагрузки низкого потенциала (температура до 100 °С). Паровые системы используют также для удовлетворения промышленной технологической нагрузки высокого потенциала (температура выше 100 °С).

Протяженность водяных тепловых сетей может составлять несколько десятков километров. Протяженность паровых тепловых сетей обычно не превышает 2–3 км из-за больших тепловых потерь и большей металлоемкости (вследствие большего диаметра трубопроводов). В водяных системах имеется возможность центрального регулирования основной тепловой нагрузки за счет изменения температурного или гидравлического режима, однако расход электроэнергии на перекачку воды и утечки теплоносителя в водяных тепловых сетях существенно выше, чем в паровых, из-за большой плотности воды. Температура воды в подающих трубопроводах не превышает 150 °С, ее давление — 16 атм. Параметры пара, поступающего в тепловые сети, могут быть различными. Чаще всего используется пар давлением 0,6÷1,4 МПа, имеющий температуру от 150 до 220 °С.

Вода, поступающая в тепловые сети, должна быть предварительно подготовлена для предотвращения коррозии трубопроводов и теплоиспользующего оборудования, возникновения отложения на стенках трубопроводов и теплообменных поверхностях. Водоподготовка обеспечивает деаэрацию, умягчение, осветление воды, а также ее биологическую обработку. Затраты на химводоочистку составляют согласно [38] до 15–20 % от стоимости передаваемого тепла.

Отпуск теплоты в тепловых сетях регулируется в зависимости от нужд потребителей. В паровых сетях используется только местное регулирование отпуска теплоты. В водяных тепловых сетях преобладает центральное регулирование отпуска теплоты, которое осуществляется:

- изменением температуры воды в подающем трубопроводе при ее постоянном расходе (качественное регулирование);
- изменением расхода сетевой воды при сохранении ее постоянной температуры (количественное регулирование);
- изменением температуры воды в подающем трубопроводе с одновременным изменением расхода (качественно-количественное регулирование).

По количеству трубопроводов тепловые сети разделяют на однострунные, двухтрубные, трехтрубные и многотрубные. Применение однострунных тепловых сетей возможно только в открытой системе теплоснабжения. Основным видом прокладки тепловых сетей

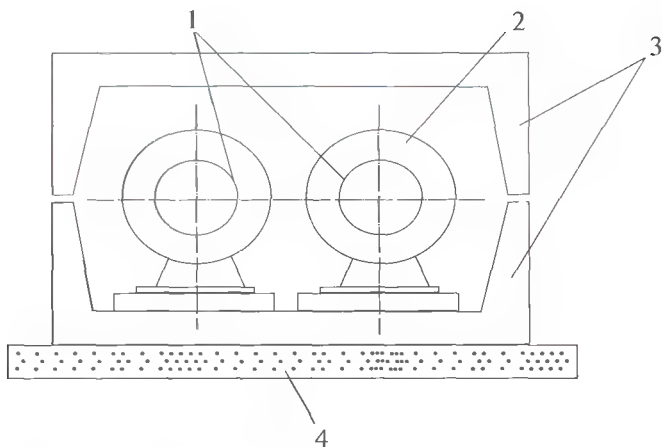


Рис. 3.1.13. Унифицированный сборный железобетонный непроходной канал:

1 — трубопроводы; 2 — изоляция; 3 — железобетонные конструкции; 4 — песчаная подушка

является двухтрубная. При таком виде прокладки в водяной тепловой сети по одному из трубопроводов от источника теплоты к потребителю движется горячий теплоноситель — подающая вода, а от потребителя к источнику движется охлажденный в теплопотребляющих установках теплоноситель — обратная вода. В паровых тепловых сетях по одному из трубопроводов (большого диаметра) движется пар, по другому — возвращается конденсат.

Для сооружения тепловых сетей применяют стальные трубы диаметром от 50 мм (распределительные тепловые сети) до 1450 мм (магистральные тепловые сети). На трубопроводах устанавливаются регулирующая, запорная и дренажная арматуры, а также устройства для восприятия удлинений трубопровода при изменении температуры теплоносителя (компенсаторы).

По способу прокладки тепловые сети подразделяются на подземные (в каналах или непосредственно в грунте) и надземные (на эстакадах или специальных опорах). Надземная прокладка требует меньших капитальных затрат, однако часто недопустима по архитектурным соображениям.

Каналы для прокладки тепловых сетей делятся на проходные, полупроходные и непроходные. Проходные каналы используют при прокладке нескольких труб большого диаметра. Иногда в них одновременно прокладывают и другие коммуникации: водопроводные трубы и электрические кабели. Такой вид прокладки обеспечивает возможность постоянного надзора за состоянием трубопроводов и их ремонта. Он часто используется в случаях, когда вскрытие каналов недопустимо (под железнодорожными путями, автомастрадами и т. п.) [12]. Полупроходные каналы имеют высоту не менее 1,4 м и свободный проход не менее 0,6 м, что обеспечивает проход человека в согнутом положении и возможность ликвидации аварий и проведения мелких ремонтов. Непроходные каналы

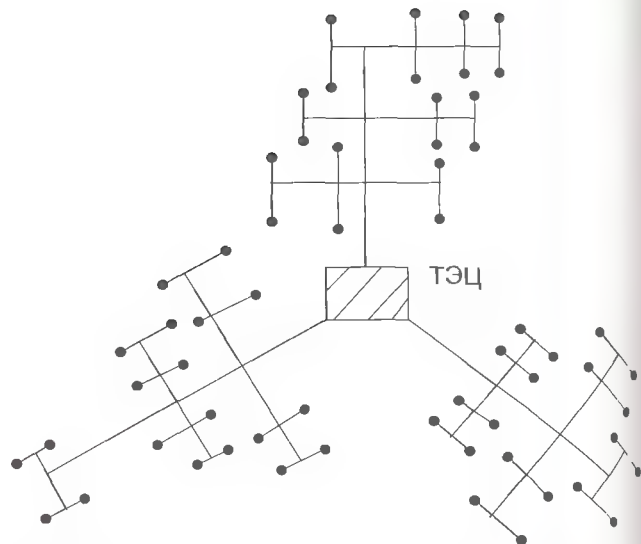


Рис. 3.1.14. Радиальная схема прокладки тепловой сети

чаще всего изготавливаются с использованием типовых железобетонных конструкций. Вид унифицированного сборного непроходного канала из железобетонных конструкций показан на рис. 3.1.13. Бесканальная прокладка трубопроводов более дешева, чем канальная, и осуществляется в более короткие сроки, однако непосредственный контакт изолированного трубопровода с грунтом увеличивает тепловые потери и ускоряет коррозию. Теплоизоляционные покрытия трубопроводов сверху покрываются гидроизоляцией. Заглубление перекрытий каналов или трубопроводов в случае бесканальной прокладки от поверхности земли должно составлять 0,7 м. Для возможности опорожнения трубопроводов и дренажа трубопроводы прокладываются с уклоном. Дренаж воды из водяных сетей и конденсатопроводов осуществляется через дренажные спуски, устраиваемые в нижних точках трубопроводов. В высших точках предусматриваются устройства для выпуска воздуха — воздушники [35].

По трассе теплопровода распределяются устройства для компенсации температурных напряжений, возникающих в материале трубопровода из-за его удлинения при нагреве — сальниковые и П-образные (гнутые) компенсаторы. В местах размещения оборудования трубопроводов — запорной арматуры, дренажных и воздушных кранов, сальниковых компенсаторов — устанавливаются дополнительные сооружения — камеры обслуживания.

По расположению трубопроводов схемы тепловых сетей разделяются на радиальные и кольцевые. При радиальной схеме трубопроводы от источника теплоты расходятся в направлении потребителей (см. рис. 3.1.14). При кольцевой схеме участки трубопроводов соединяются между собой в кольцо. При использовании кольцевой схемы требуется большее количество труб, однако надежность системы теплоснабжения возрастает, поскольку при повреждении и

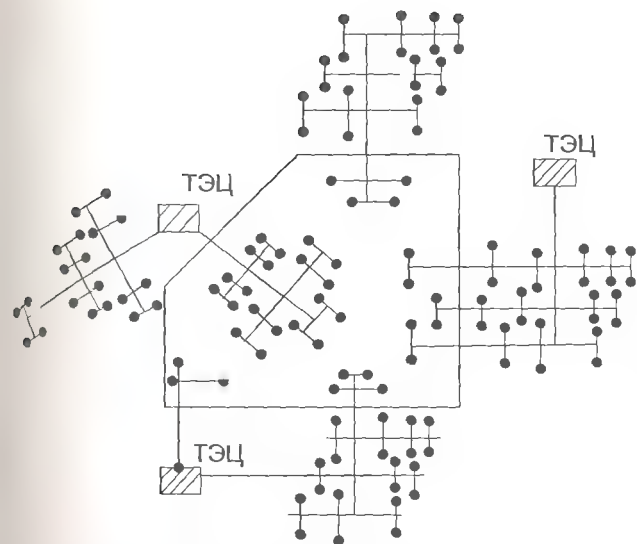


Рис. 3.1.15. Кольцевая схема прокладки тепловой сети

отключении отдельных участков возможно снабжение потребителей по другим участкам трубопроводов. Такие схемы применяют для теплоснабжения потребителей, на которых не допускаются перерывы в подаче теплоты (см. рис. 3.1.15). На ответвлениях трубопроводов и на перемычках между отдельными участками устанавливаются задвижки, чтобы при необходимости отключить аварийный участок трубопровода для предотвращения утечки теплоносителя. Иногда применение кольцевых схем заменяется дублированием, когда параллельно основному трубопроводу прокладывается резервный.

При эксплуатации тепловых сетей неизбежно возникают потери, связанные с охлаждением поверхности трубопроводов при их контакте с окружающей средой, а также потери, связанные с утечкой теплоносителя. По данным [38], реальные тепловые потери от внешнего охлаждения составляют в настоящее время в России 12÷20 % тепловой мощности, а потери с утечками теплоносителя — от 5 до 20 % расхода в сети.

Для сокращения потерь тепла в окружающую среду используют различные типы тепловой изоляции. Толщина слоя изоляции определяется на основе теплотехнических расчетов. Температура на поверхности изоляционной конструкции трубопроводов в проходных каналах не должна превышать 60 °С.

Тепловые потери с поверхности трубопроводов увеличиваются при увлажнении теплоизоляции. Влага к поверхности трубопровода поступает при затоплении их грунтовыми и поверхностными водами. По данным [38], в среднем по стране свыше 12 % тепловых сетей периодически или постоянно затопляются грунтовыми или поверхностными водами, в отдельных городах эта цифра может достигать 70 % теплотрасс. Другим источником влаги является естественная влага, содержащаяся в грунте. Если трубопроводы проложе-

ны в каналах, то на поверхности перекрытий каналов возможна конденсация влаги из воздуха и попадание ее в виде капель на поверхность трубопроводов. Для снижения воздействия влаги на тепловую изоляцию необходима вентиляция каналов тепловых сетей.

При проектировании и при эксплуатации трубопроводов проводят гидравлический расчет тепловой сети. Гидравлический расчет тепловых сетей состоит в определении диаметров трубопроводов и перепадов давления в трубопроводах тепловой сети, которые складываются из линейных потерь давления и потерь давления в местных сопротивлениях: коленах, тройниках, запорной арматуре и т. д. При расчете тепловой сети строится пьезометрический график, который определяет полный напор в отдельных точках тепловой сети и в системах теплоснабжения. На основе пьезометрического графика выбирают схемы присоединения потребителей тепла к водяной тепловой сети.

1.5. СХЕМЫ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛА К ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ

Присоединение водяных систем теплоснабжения к потребителям производится через центральные тепловые пункты (ЦТП) или индивидуальные тепловые пункты (ИТП). Центральные тепловые пункты подают теплоноситель для группы зданий (рис. 3.1.16) [35], индивидуальные тепловые пункты обслуживают одно здание или часть здания.

Тепловой пункт обеспечивает прием теплоносителя от тепловой сети, его подготовку к использованию потребителем и возвращение отработанного тепло-

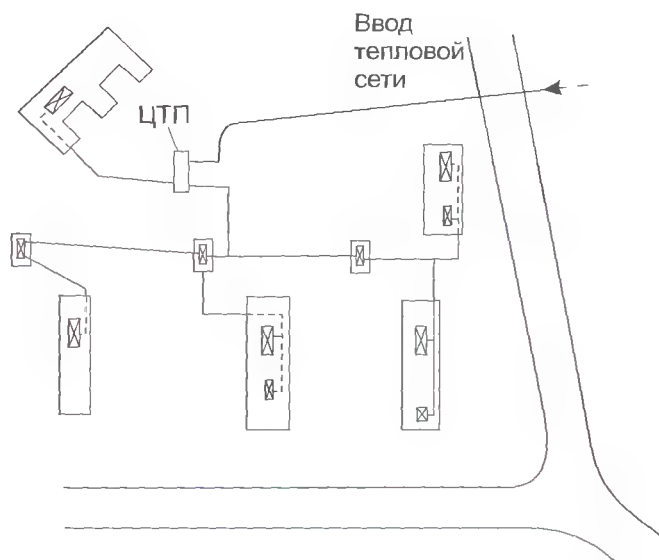


Рис. 3.1.16. Схема теплоснабжения группы зданий от ЦТП

носителя в тепловую сеть. Часто параметры теплоносителя (температура, давление), необходимые потребителю, отличаются от параметров теплоносителя в тепловой сети. Одной из задач тепловых пунктов является снижение параметров теплоносителя до уровня, необходимого потребителю. В состав оборудования теплового пункта входят центробежные насосы, элеваторы, запорная арматура, приборы для учета тепловой энергии и количества теплоносителя, грязевики для защиты системы отопления от загрязнений, фильтры и другие устройства для защиты от коррозии систем горячего водоснабжения. Если присоединение потребителей к тепловой сети осуществляется по независимой схеме, то на ЦТП (или на ИТП) устанавливаются водоподогреватели, как правило, секционные или пластинчатые. Последние гораздо более эффективны в тепловом отношении и имеют существенно меньшие габариты, однако дороги и требуют очистки каналов между пластинами для прохода воды при их засорении.

По способу присоединения систем горячего водоснабжения водяные системы теплоснабжения делятся на открытые и закрытые. Если вода, циркулирующая в тепловой сети, из сети не отбирается, система теплоснабжения называется закрытой системой теплоснабжения. Вода в такой системе используется только как теплоноситель.

Водяная система теплоснабжения, в которой вода полностью или частично отбирается из системы потребителями тепловой энергии, называется открытой системой теплоснабжения. Вода в таких системах используется не только как теплоноситель, но и для горячего водоснабжения и на технологические нужды.

Потребители отопительной и вентиляционной тепловой нагрузки присоединяются к тепловой сети по зависимой либо по независимой схеме. В зависимой схеме вода из тепловой сети непосредственно поступает в отопительные приборы обогреваемых помещений либо в калориферы для подогрева приточного воздуха систем вентиляции.

При использовании независимой схемы присоединение осуществляется через теплообменники, в которых происходит нагрев воды, циркулирующей в контуре местной системы. В этом случае давление в местной системе не зависит от давления воды в тепловой сети и создается за счет работы установленного в ней насоса. Независимые схемы присоединения более сложны и дороги. Их применяют в особых случаях, например для отопления многоэтажных зданий. Важным достоинством открытых систем является возможность использования для подогрева воды, идущей на горячее водоснабжение, теплоты низкопотенциальных вторичных энергетических ресурсов, возникающих на производстве (с температурой 30–40 °С).

Схемы присоединения потребителей тепла к водяной тепловой сети представлены на рис. 3.1.17 [35].

На рис. 3.1.17, А показана схема с непосредственной подачей сетевой воды в отопительные приборы.

На рис. 3.1.17, Б показана схема с элеватором – смесительным устройством, которое обеспечивает смешение воды из подающего трубопровода и обратного трубопровода тепловой сети. Это дает возможность снизить температуру воды, подаваемой в отопительные приборы потребителя до значений, определяемых санитарными нормами. Для жилищно-бытовых потребителей эта температура составляет 95 °С.

Если напор на вводе тепловой сети недостаточен для работы элеватора, то применяют схему, в которой циркуляция воды обеспечивается насосом см. 3.1.17, В.

Описанные выше схемы присоединения потребителей являются зависимыми. Независимая схема присоединения представлена на рис 3.1.17, Г. Присоединение осуществляется через водоводяной теплообменник. В местной системе установлен расширительный бак, в которой он создает собственное независимое гидростатическое давление.

На рис. 3.1.17, Д показана закрытая система присоединения системы горячего водоснабжения. Как и в предыдущем случае, передача теплоты воде осуществляется через водоподогреватель. В систему входит аккумулятор тепла горячей воды, необходимый для сглаживания колебаний расхода воды при повышении ее потребления.

Центральные тепловые пункты паровых систем теплоснабжения предусматриваются в местах ввода паропроводов на промышленное предприятие.

В тех случаях, когда для работы технологических установок требуется пар высокого давления (свыше 3 МПа), как, например, на предприятиях химической или нефтехимической промышленности, то их присоединение к паропроводам может осуществляться, минуя ЦТП.

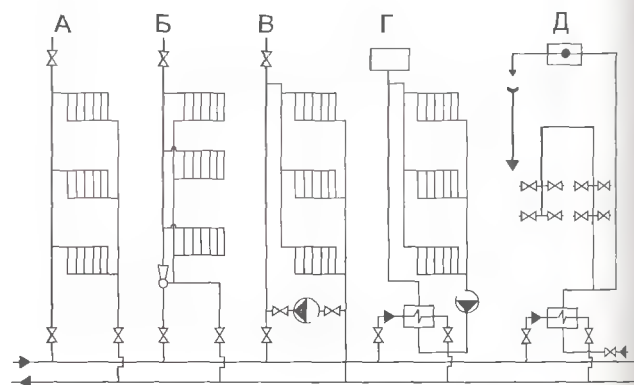


Рис. 3.1.17. Схемы присоединения потребителей теплоты к тепловой сети:

А — система с непосредственным присоединением; Б — система отопления с элеваторным присоединением; В — система отопления с насосным подмешиванием; Г — система отопления с независимым присоединением; Д — закрытая система горячего водоснабжения

2. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.1. ПРИМЕНЕНИЕ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ И ПРОТИВОКОРРОЗИОННЫХ ПОКРЫТИЙ

Трубопроводы тепловых сетей являются одним из наименее надежных элементов систем теплоснабжения. Главной причиной этого является коррозия трубопроводов.

Различают химическую, электрохимическую и электрическую (блуждающими токами) коррозию металла. Химическая коррозия возникает при взаимодействии металла с активными веществами, содержащимися в теплоносителе (растворенный кислород). В результате внутренняя поверхность металла трубопроводов покрывается пленкой оксидов металлов (Fe_2O_3). Химическая коррозия приводит к равномерному уменьшению толщины стенки трубы.

В теплообменной аппаратуре и котельных установках коррозия приводит не только к разрушению оборудования. Изменение теплофизических свойств теплообменной поверхности влечет за собой рост термического сопротивления стенок. В результате уменьшается количество переданного тепла в теплообменных аппаратах или снижение КПД котла.

Электрохимическая коррозия является результатом электрохимического процесса, возникающего при взаимодействии материала трубопровода и грунта, в котором он проложен. Грунт содержит влагу и играет роль электролита. Происходит выход катионов металла в грунт и его разрушение. Электрохимическая коррозия неоднородна и является причиной утечек теплоносителя и теплоты в тепловых сетях.

Защита материала трубопровода от электрохимической коррозии осуществляется за счет нанесения на его поверхность покрытий, имеющих низкую воздухо- и влагопроницаемость, а также большое электрическое сопротивление. В настоящее время разработано много видов покрытий, различающихся по стоимости и защитным характеристикам. Для проведения ремонтных работ на тепловых сетях и более полного использования остаточного ресурса рекомендуется наносить каучуко-битумную мастику. Каучуко-битумная мастика рекомендуется как противокоррозионное покрытие для тепловых сетей диаметром 57–800 мм. Основой мастики является каучуко-битумная композиция с добавками ингибиторов коррозии и специальных присадок, обеспечивающих стабильность

физико-химических свойств покрытия в течение длительного времени в жестких температурно-влажностных условиях, характерных для эксплуатации тепловых сетей. Срок службы мастичного покрытия не менее 20 лет.

Причиной электрической коррозии являются блуждающие токи, которые возникают вблизи трамвайных путей, электрифицированных железных дорог, силовых кабелей, заземлений крупных потребителей электрической энергии. Схема процесса протекания электрической коррозии приведена на рис. 3.2.1 [35].

Трубопровод, находящийся в зоне действия блуждающих токов, становится участком электрической сети. На нем можно выделить две зоны: та, в которой ток от источника, частично проходя через грунт, поступает на поверхность трубопровода, — катодная зона, и та, в которой ток стекает с его поверхности, — анодная зона. В анодных зонах ионы металла уходят в грунт, и происходит разрушение трубопровода.

Существует ряд методов борьбы с электрической коррозией. К ним относятся ликвидация причин появления в грунте блуждающих токов, например, за счет увеличения переходного электрического сопротивления на границе «рельсы-грунт»; применение теплоизоляции и антикоррозионного слоя, обладающих высоким электрическим сопротивлением; повышение электрического сопротивления трубопровода путем его электрического секционирования установкой электроизолирующих прокладок между фланцами.

Наиболее эффективными методами борьбы с электрической коррозией являются активные методы защиты, к которым относятся поляризационный электродренаж, катодная и протекторная защита трубопроводов.

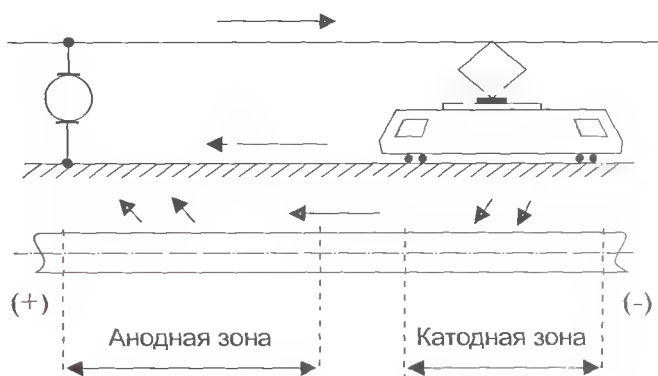


Рис. 3.2.1. Схема коррозии подземного трубопровода блуждающими токами

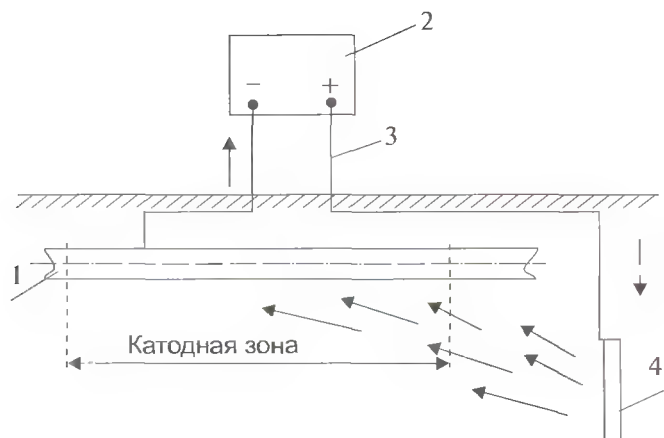


Рис. 3.2.2. Схема катодной защиты

1 — защищаемый трубопровод; 2 — источник постоянного тока;
3 — соединительный кабель; 4 — металлический анод

Схема катодной защиты приведена на рис. 3.2.2 [12].

При катодной защите рядом с трубопроводом в грунте помещается металлический стержень, который играет роль анода. Трубопровод соединяют с отрицательным полюсом источника постоянного тока, а анод — с его отрицательным полюсом. Значение потенциала, накладываемого на трубопровод, обычно составляет от 1,2 до 2 В. При этом возникает замкнутый контур, в котором ток от источника питания поступает на анод, выходит из него в грунт в виде положительных ионов металла, далее попадает на трубопровод и возвращается к отрицательному полюсу источника питания. При этом происходит постепенное разрушение анода.

Аналогичный процесс можно организовать без источника постоянного тока, если в качестве анода использовать металлический стержень из металла, имеющего более отрицательный потенциал, чем железо, например магний, алюминий или их сплавы. Этот метод защиты называют протекторной защитой.

Для катодной защиты применяются промышленно выпускаемые установки. Катодную защиту применя-

ют для бесканальной прокладки трубопроводов при повышенной, высокой и весьма высокой коррозионной активности грунтов (см. табл. 3.2.1) и в случае канальной прокладки при периодическом затоплении каналов и занесении их грунтом.

Катодная защита может применяться как совместно с нанесением противокоррозионного покрытия, так и без него, например, в случае затруднений, связанных с его нанесением в непроходных каналах.

Ранее, когда для катодной защиты применялись только локальные, сосредоточенные аноды, использовать ее при канальной прокладке теплопроводов было невозможно. Протяженные эластомерные гибкие аноды (ПГА) рекомендуется прокладывать вдоль защищаемого трубопровода (трубопроводов), параллельно ему (им). Использование ПГА для защиты от наружной коррозии теплопроводов позволяет обеспечить равномерное натекание тока и распределение потенциала по длине защищаемого участка теплопровода, снижение потребления электроэнергии на единицу защищаемой поверхности трубопровода и возможность использования катодных станций небольшой мощности. В настоящее время в России выпускают пригодные для защиты теплопроводов ПГА типа ЭР-2 (диаметром 25 мм) и ЭР-6 (диаметром 35 мм). Срок окупаемости катодной защиты на основе таких анодов — до 2 лет.

Катодная защита должна быть организована таким образом, чтобы исключить вредное влияние на соседние металлические сооружения — другие подземные коммуникации или металлические строительные конструкции.

2.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБОПРОВОДОВ

Как показывает практика многочисленных обследований тепловых сетей, они имеют высокую аварийность, на них происходят значительные тепловые потери, вызванные увлажнением теплоизоляции и утечкой горячей воды. С увеличением срока эксплуатации коррозия материала труб и механические нагрузки приводят к резкому увеличению числа аварийных ситуаций.

Предельный срок службы трубопроводов тепловых сетей определяется как 25 лет. Однако в связи с тем, что трубопроводы эксплуатируются в различных условиях, они могут служить дольше или выйти из строя и раньше этого срока. Значительная часть трубопроводов тепловых сетей России эксплуатируется дольше этого срока. Полная их замена в настоящее время невозможна.

Одним из важных направлений в области экономики тепла и снижения потерь горячей воды на магистральных и внутриквартальных тепловых сетях является своевременное определение остаточного ресурса

Таблица 3.2.1.

Коррозионная активность грунтов в зависимости от их удельного сопротивления

Удельное сопротивление грунта, Ом/м	Коррозионная активность
Более 100	20–100
10–20	5–10
Менее 5	Низкая
Средняя	Повышенная
Высокая	Весьма высокая
Более 100	20–100

отдельных участков теплопровода, который является характеристикой его надежности и безопасности.

Под понятием «остаточный ресурс» трубопровода обычно понимают время, в течение которого он может эксплуатироваться от момента контроля до наступления предельного состояния, при котором его эксплуатация перестает быть безопасной и экономически целесообразной. В том случае, если трубопровод выработал свой остаточный ресурс, он подлежит замене или капитальному ремонту.

Определение остаточного ресурса трубопровода является важной задачей, поскольку:

- позволяет предотвратить аварии и связанные с этим отключения участков сети и потери теплоносителя;
- позволяет заблаговременно планировать работы по капитальному ремонту и замене участков трубопроводов;
- предотвращает замену участков, не выработавших свой ресурс.

Эта задача остро стоит не только для трубопроводов тепловых сетей, но и для трубопроводов другого назначения, в первую очередь нефтепроводов и газопроводов.

Определение технического состояния трубопроводов может осуществляться как путем расчетных оценок, так и путем технической диагностики, включающей специальные методы исследований. Наиболее достоверно решить вопрос о необходимости реконструкции участка сети можно только путем сочетания этих методов.

При расчетном методе оценки остаточного ресурса принимаются во внимание механические характеристики материалов трубопровода, вид прокладки, срок и условия его эксплуатации с учетом характера и исто-

рии нагружения конструкции, характер проведенных ремонтных работ на участке и др. Для расчета используется математический аппарат теории надежности и механики разрушения. Проводится прочностной расчет трубопровода и расчет наработки на первый отказ (отдельно при эксплуатации и при опрессовке).

Для определения остаточного ресурса трубопроводов тепловых сетей бесканальной и канальной прокладки жилищно-коммунальной академией разработана компьютерная программа «Ресурс-2». Остаточный ресурс по этой программе определяется как время до наступления предаварийного состояния предразрушения, т. е. такого состояния, когда имеется большая вероятность образования свищей и трещиноподобных дефектов, приводящих к авариям.

Определение остаточного ресурса отдельных участков теплопроводов с использованием компьютерной программы «Ресурс-2» необходимо прежде всего для тех участков, где аварийность превышает 0,3 аварийных случая в год на 1 километр, а также тех, где наблюдается устойчивое повышение уровня грунтовых вод. Каждый подобный участок магистрального и внутриквартального теплопровода должен иметь паспорт (сертификат), который определяет гарантированный остаточный ресурс, обеспечивающий безаварийную работу. Контроль гарантированного остаточного ресурса должен проводиться не реже 1 раза в 3 года.

При выборе объектов для проведения технической диагностики принимаются во внимание сведения о сроках ввода трубопроводов в действие, о характере повреждений и ремонтов, об условиях эксплуатации, виде прокладки, о наличии затопленных участков, мест прохождения через железные и автомобильные дороги.

Таблица 3.2.2.

Техническое обследование тепловых сетей

Вид обследования	Получаемые сведения
Трассировка участков теплосети	Фактическое расположение теплотрассы и смежных подземных коммуникаций
Осмотр трубопроводов в доступных местах	– состояние трубопровода и конструктивных элементов в доступных местах (изоляционной конструкции, подвижных и неподвижных опор, оборудования, арматуры и т. п.); – качество работы дренажной и вентиляционной систем тепловых камер и каналов; – вредные факторы коррозионного воздействия (затопление, заливание, капель и т. п.); – фактическая толщина стенок трубопроводов в доступных местах; – состояние и толщина антикоррозионных покрытий; – химический состав затапливающих вод
Метод электрических потенциалов	Опасное влияние постоянных блуждающих токов и переменных токов, характер влияния установок электрохимической защиты смежных подземных коммуникаций, а также зоны подтопления каналов
Акустическая диагностика	Протяженность зон коррозионных повреждений (утончение стенок труб, язв и т. п. дефектов) Фактическая толщина стенок трубопроводов в доступных местах
Тепловизионное инфракрасное обследование	Температурные аномалии по трассе тепловой сети и потенциально опасные места
Прямые измерения тепловых потерь	Затопляемость тепловых каналов Состояние тепловой изоляции в канале
Контрольные вскрытия тепловых сетей	Состояние трубопроводов на участках тепловой сети, где необходимо подтверждение результатов обследований

В табл. 3.2.2 представлены методы технического обследования тепловых сетей, входящих в типовую техническую программу «Анализ технического состояния трубопроводов, повышение надежности и экономичности эксплуатации тепловых сетей», разработанную ГУП «Теплоремонтналадка» и НПК «Вектор» [36].

Для активного контроля за выявлением скрытых утечек на водопроводных сетях можно использовать акустическую систему «Пермалог», а также предложенную НПК «Вектор» методику регистрации и обработки акустических сигналов от мест с уменьшенной толщиной стенок труб.

Для точной диагностики состояния трубопроводов используется корреляционный метод. На этом методе основана работа устройства диагностики с функциями корреляционного течеискателя «Вектор-2001», позволяющего определить течи, дефекты трубопроводов и участки, подлежащие замене без вскрытия теплотрассы.

Результаты расчетной оценки остаточного ресурса и технической диагностики трубопроводов обрабатываются с помощью компьютерных программ, документируются и служат основой для принятия решений об объемах, сроках и конкретных участках проведения планируемых работ по реконструкции и замене тепловых сетей.

2.3. ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ И ВНУТРИКВАРТАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Тепловые сети являются наименее надежным элементом системы теплоснабжения. По данным [38], на тепловые сети приходится 85 % отказов по системам теплоснабжения в целом. Срок эксплуатации источников и потребителей тепла составляет 50÷100 лет. При этом средний срок службы стальных трубопроводов составляет 12÷15 лет, а в местах с высоким расположением грунтовых вод трубопроводы часто выходят из строя за 3÷4 года. Изношенность трубопроводов, а также низкий уровень монтажа и эксплуатации приводят к высокой аварийности и низким эксплуатационным показателям тепловых сетей (высокие затраты электроэнергии на прокачку теплоносителя, большие потери тепла через нарушенную или намокшую изоляцию, большие потери тепла и теплоносителя при утечках, нерасчетные тепловые режимы работы). Основные причины аварий на тепловых сетях по оценкам распределяются так: 65 % случаев — наружная коррозия трубопроводов; 20 % — внутренняя коррозия; 15 % — дефекты монтажа (преимущественно разрыв сварных швов). При этом 90 % аварий при-

ходит на подающие трубопроводы и 10 % — на обратные.

Проблема повышения надежности тепловых сетей должна решаться за счет выполнения комплекса мероприятий.

ГУП «Теплоремонтналадка» и НПК «Вектор» разработали типовую техническую программу «Анализ технического состояния трубопроводов, повышение надежности и экономичности эксплуатации тепловых сетей» [36]. В результате выполнения программы предполагается постепенное снижение затрат на содержание тепловых сетей при одновременном повышении уровня их надежности. Работы по программе разделены на пять этапов.

Этап 1. Сбор и анализ данных о тепловых сетях. Предварительная классификация тепловых сетей по техническому состоянию.

На первом этапе проводятся:

- распределение по территориальному принципу разветвленной тепловой сети на кварталы-ответвления;
- сбор информации и документации (эксплуатационная схема, геоподоснова) по каждому кварталу-ответвлению;
- выделение в кварталах-ответвлениях зон с максимальным и минимальным сроком службы, максимальным и минимальным количеством повреждений, а также зон наибольшего воздействия вредных факторов;
- предварительная классификация всех участков тепловой сети на три группы: 1 — сети в удовлетворительном состоянии; 2 — сети, на которых требуется локальная замена участков труб, подверженных интенсивной коррозии и исчерпавших свой ресурс; 3 — тепловые сети, не имеющие остаточного ресурса и требующие капитального ремонта.

Этап 2. Техническое обследование тепловых сетей и расчет остаточного ресурса.

На втором этапе программы проводится обследование технического состояния тепловых сетей, включающее:

- трассировку участков сети;
- осмотр трубопроводов и конструктивных элементов сети (запорная арматура, опоры, компенсаторы, тепловая изоляция и т. д.) в доступных местах;
- обследование с применением метода электрических потенциалов;
- акустическую диагностику состояния трубопроводов;
- тепловизионное инфракрасное обследование;
- прямые измерения тепловых потерь;
- контрольные вскрытия тепловых сетей.

При необходимости также проводится опрессовка сети.

По результатам всех видов технических испытаний для каждого участка тепловой сети расчетным путем определяется остаточный ресурс каждого участка теплосети и проводится их окончательная классификация по группам, начатая на I-м этапе. На основе эксплуатационной схемы создается в электронном виде информационно-аналитическая схема обследуемого района с нанесением опасных участков и неблагоприятных зон.

Далее вычисляются численные критерии фактического состояния тепловых сетей:

- отношение протяженности затопленных участков к общей протяженности сети;
- отношение протяженности «критических» участков к общей протяженности сети;
- отношение протяженности «докритических» участков к общей протяженности сети;
- отношение протяженности участков под опасным влиянием постоянных блуждающих токов к общей протяженности сети;
- удельная повреждаемость тепловых сетей к общей протяженности сети и на 1000 жителей.

Этап 3. Обеспечение надежности работы тепловых сетей в предстоящий период за счет проведения локальных замен труб и капитальных ремонтов.

Производятся вскрытия обнаруженных участков трубопроводов, подверженных наружной коррозии. Участки трубопроводов, не имеющие остаточного ресурса, заменяются до участков труб, не подверженных коррозии. Для тепловых сетей, не имеющих остаточного ресурса, разрабатываются обязательные требования по защите трубопроводов от коррозии. Эти требования включают рекомендации по применению новых типов конструкций теплопроводов (трубопроводы в пенополиуретановой изоляции с системами контроля влажности, трубопроводы с внутренним силикатно-эмалевым покрытием, неметаллические трубопроводы и т. п.), новых типов оборудования и арматуры, применению новых типов антикоррозионных покрытий и гидроизоляции, вентиляции тепловых камер и каналов, применению устройств электрохимической защиты.

Этап 4. Мероприятия по продлению ресурса путем снижения влияния вредных факторов.

На этом этапе проводятся:

- устранение утечек теплоносителя через арматуру;
- мероприятия по отведению воды (организация выпусков воды из каналов, устройство дренажных колодцев и т. д.);
- чистка каналов, тепловых камер, дренажей;

- организация контроля скорости внутренней коррозии трубопроводов;
- антикоррозионная защита и гидроизоляция трубопроводов с применением модифицированных полимерных материалов в доступных местах;
- организация вентиляции при канальной прокладке, организация комплекса мер электрохимической защиты от коррозии (применение станций катодной защиты, протекторов, электродренажей и т. п.).

Этап 5. Разработка инструкций и графика технического обслуживания тепловых сетей на предстоящий отопительный период на основании выполнения предыдущих этапов программы.

На этом этапе организуется учет повреждений и контроль за качеством эксплуатации тепловых сетей с ведением журнала учета отключений и журнала технического обслуживания тепловых сетей.

По итогам выполнения работ за отопительный год рассчитываются:

- удельная повреждаемость тепловых сетей;
- средняя продолжительность летних отключений;
- приведенные затраты по выполняемым профилактическим и ремонтным работам на 1 км трубопровода.

Указанные показатели дают возможность оценить эффективность выполнения программы.

2.4. СПОСОБЫ ОЧИСТКИ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ И ОБОРУДОВАНИИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Для эффективной работы систем теплоснабжения (работе на расчетных режимах и без аварий) необходима очистка теплообменных поверхностей теплопередающей и теплопотребляющей аппаратуры, а также трубопроводов тепловых сетей от возникающих в них отложений. Их состав зависит от состава подогреваемой воды. При использовании воды с жесткостью выше 4 мг-экв/л образуются в основном карбонатные отложения. Если вода обладает высокой коррозионной активностью, то в отложениях имеются также оксиды железа.

В процессе эксплуатации стальных трубопроводов происходит непрерывная коррозия материала труб. При этом на их стенках образуется слой окислов железа. Верхняя часть этого слоя рыхлая. С течением времени происходит старение и упрочнение окисных отложений. Отложения продуктов коррозии способствуют образованию язвенной коррозии.

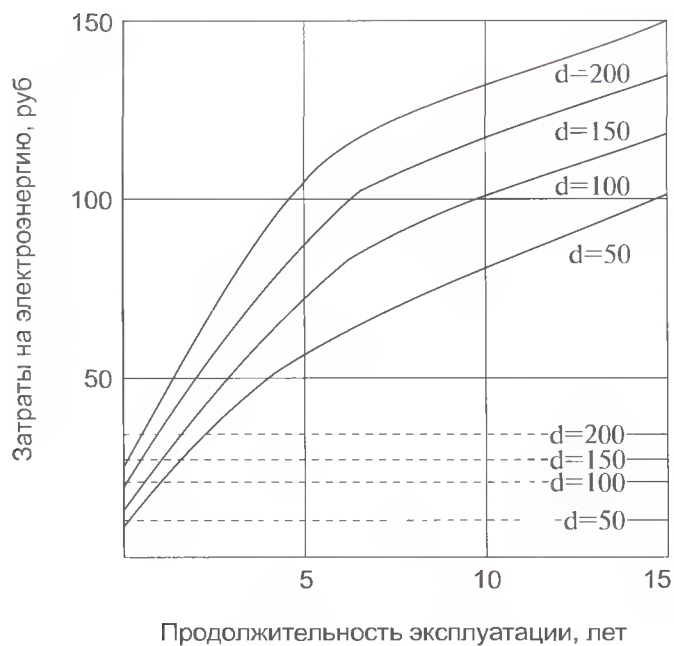


Рис. 3.2.3. Затраты на электроэнергию при перекачке воды по трубопроводу длиной 1 м:

——— до промывки; - - - - - после промывки

Рост шероховатости внутренней поверхности трубопроводов приводит к росту затрат на прокачку теплоносителя. На рис. 3.2.3 представлено изменение затрат электроэнергии на прокачку воды со скоростью 3 м/с по стальным трубопроводам различного диаметра [21].

Из-за наличия отложений в системах отопления зданий во многих случаях пропускная способность стояков подводящих труб снижается на 60÷90 %, тогда как величина коррозионного износа не превышает 10÷20 %. Возможность удаления отложений позволяет и далее эксплуатировать систему отопления в течение длительного времени.

Отложения на поверхности теплообмена в котлах значительно ухудшают характеристики котельного оборудования. Слой отложений толщиной 1 мм увеличивает расход топлива примерно на 12 %. В случае некачественной водоподготовки или ее отсутствия толщина отложений может быть значительно выше.

Таким образом, удаление отложений позволяет продлить срок эксплуатации трубопроводов, сократить затраты электроэнергии на прокачку теплоносителя и восстановить теплопередающую способность теплообменной аппаратуры, отопительных приборов, повысить КПД котлов.

В настоящее время используется несколько методов удаления отложений: гидроневматический, электроимпульсный, химический, ультразвуковой (акустический) и др.

Гидроневматический метод применяется для удаления отложений из тепловых сетей. Метод заключается в том, что в трубопровод одновременно подаются промывочная вода и сжатый воздух от компрессора.

Пульсации давления и расхода воды, гидравлические удары и пульсация промываемого трубопровода способствуют удалению отложений. Однако при такой промывке удаляется в основном верхний рыхлый слой отложений.

Ультразвуковой (акустический) метод может применяться не только для разрушения, но и для предотвращения отложений. При работе ультразвуковых излучателей внутри жидкости и на поверхности теплообменной аппаратуры создаются ультразвуковые колебания, разрушающие старые отложения и предотвращающие образование новых.

При использовании механического метода, предлагаемого компанией «Зевс-сервис», в трубопровод помещается чистящее тело особой конструкции, которое движется по трубе за счет напора воды, механически счищая загрязнения со стенок. Применение этого метода также позволяет наносить покрытия на внутреннюю поверхность трубопровода.

Химический метод состоит в промывке элементов систем теплоснабжения водой, в которой растворены химические соединения, реагирующие с отложениями и способствующие их удалению.

Электрогидроимпульсный метод основан на использовании энергии высоковольтного электрического разряда в воде. Его используют для очистки отдельных элементов систем теплоснабжения: водоподогревателей, радиаторов, поверхностей котлов.

Ниже рассмотрены мероприятия, применяемые для очистки и предотвращения отложений в системах теплоснабжения и их элементах.

Водоподготовка. Для предотвращения образования отложений в элементах систем теплоснабжения необходимо обеспечить требуемое качество подпиточной и сетевой воды. Оно достигается за счет правильного проведения водоподготовки на источниках тепла.

Для умягчения воды с исходной жесткостью не менее 6 мг-экв/л целесообразно применять комплексную обработку воды. Комплексная обработка воды заменяет традиционную (натрий- и H-катионирование). Дозирование комплексона обеспечивает установку, работающая в автоматическом режиме и не нуждающаяся в постоянном обслуживании и контроле. Установка компактна и не требует расхода воды на собственные нужды. Расход комплексона зависит от жесткости воды и обычно не превышает 1 г на 1 м³ подпиточной воды. Стоимость комплексонной обработки на порядок ниже традиционной. Срок окупемости установки дозирования — 6–9 месяцев.

Важной частью водоподготовки является деаэрация воды, без которой невозможно обеспечить отсутствие отложений и свищей в котлах, тепловых сетях и инженерных системах зданий. Однако во многих котельных она либо не проводится, либо проводится некачественно. Для качественной деаэрации рекомендуется применять новый тип деаэраторов — щелевые деаэраторы, которые не требуют пара. Они компактны, не нуждаются в обслуживании, исключают гидроудары.

Срок окупаемости щелевых деаэраторов зависит от их производительности и составляет не более 1,5 года.

Гидрохимическая промывка и электрогидроимпульсная прочистка котлов. Выбор состава композиции для растворения отложений проводится в зависимости от их состава. Как показывает практика, для гидрохимической промывки котлов во многих случаях достаточно эффективной оказывается 5 %-ная соляная кислота (срок окупаемости — 0,7 года). Но ее следует применять только в присутствии эффективных ингибиторов коррозии. Применение традиционных ингибиторов (например уротропина, тиомочевины) оказывается малоэффективным при проведении гидрохимической промывки, так как при содержании железа в моющей композиции выше 1 г/л скорость коррозии материала в их присутствии возрастает на 2 порядка. Для этих целей пригоден новый ингибитор коррозии, разработанный АКХ и Институтом физической химии РАН. Он в 20 раз снижает скорость коррозии по сравнению с традиционными ингибиторами для соляной кислоты. Для гидрохимической промывки котлов могут использоваться также отходы производства комплексонов, а также смеси органических и минеральных кислот.

При наличии в отложениях более 5 % кремния метод гидрохимической промывки котлов не пригоден. Для удаления таких отложений пригоден метод электрогидроимпульсной прочистки с использованием «Зевс-технологии».

Гидрохимическая промывка систем теплоснабжения. Композиция ККФ, разработанная ИТЦ ОРГХИМ, позволяет проводить промывку не только отдельных элементов системы теплоснабжения, но и всей системы в целом [21]. Срок окупаемости затрат на промывку только за счет сокращения затрат на электроэнергию составляет 2÷5 месяцев. Промывка системы должна производиться один раз в 2÷3 года.

Защита баков-аккумуляторов от аэрации и коррозии. Для исключения аэрации воды, находящейся в баках-аккумуляторах, применяемых в открытых системах теплоснабжения, рекомендуется применять «паровую подушку» (при наличии пара в котельной) или герметизирующие жидкости (АГ-4, АГ-4И). Ввиду невысоких защитных свойств существующих в настоящее время лакокрасочных покрытий при температуре до 95 °С применять их для защиты от внутренней коррозии баков-аккумуляторов не рекомендуется. С этой целью следует применять электрохимическую катодную защиту внутренней поверхности баков, применяя в качестве анодов малорастворимые токопроводящие эластомерные материалы.

Гидрохимическая промывка и электрогидроимпульсная прочистка водо-водяных подогревателей. В трубах водо-водяных водонагревателей образуются отложения, которые могут уменьшать их пропускную способность на 80:90 %. Состав композиции для гидрохимической промывки подогревателей зависит от состава отложений (срок окупаемости — от 6 месяцев до 1 года). Для удаления отложений из трубок водо-

водяных подогревателей рекомендуется применять также описанный выше электрогидроимпульсный метод. Он применим независимо от состава отложений, однако его можно применять, только если пропускная способность трубы уменьшена не более чем на 70 %. В противном случае приходится применять ряд вспомогательных средств, усложняющих процесс очистки.

Очистка систем отопления. Наличие отложений в стояках, подводках к отопительным приборам и в самих отопительных приборах систем отопления приводит к внеплановой замене труб, снижению температуры в помещениях, а также к необходимости проведения капитального ремонта. Для удалений отложений, состоящих преимущественно из оксидов железа, рекомендуется использовать гидрохимическую промывку систем отопления, являющуюся во многих случаях альтернативой капитальному ремонту. Срок окупаемости — 1,2 года. В качестве основы композиции следует использовать комплексон, который позволяет перевести в растворенное состояние до 20:24 кг гидроксидов железа на 1 м³ раствора, т. е. по железеомкости он значительно превосходит большинство органических и неорганических кислот. Для практически полного исключения коррозионного разрушения систем отопления в процессе промывки следует применять многокомпонентную ингибирующую добавку.

В процессе длительной эксплуатации систем отопления с чугунными радиаторами в последних накапливаются грязевые, илистые отложения, которые растворяются в органических и минеральных кислотах. Для удаления илистых, грязевых отложений из чугунных радиаторов рекомендуется применять метод электрогидроимпульсной прочистки с использованием «Зевс-технологии» (срок окупаемости — 1 год). Электрогидроимпульсная прочистка радиаторов является альтернативой их замене.

Электрогидроимпульсная прочистка внутридомовых систем горячего и холодного водоснабжения. Метод электрогидроимпульсной очистки трубопроводов от отложений (срок окупаемости — 1 год) основан на использовании «Зевс-технологии», которая также во многих случаях является альтернативой капитальному ремонту. Электрогидроимпульсный метод очистки стояков и горизонтальных линий систем горячего и холодного водоснабжения обеспечивает высокое качество очистки, не приводит к дополнительному износу труб, требует небольшого количества энергии, экологически чист.

2.5. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Задача организации оптимальных гидравлических и тепловых режимов функционирования тепловых сетей систем централизованного теплоснабжения является одной из важнейших задач обеспечения эффективности

каждой из систем теплоснабжения и систем теплоснабжения в целом. Это сложная задача, так как приходится иметь дело с замкнутой тепловой и гидравлической системой, каковой являются тепловые сети с присоединенными многочисленными системами теплоснабжения. Эксплуатация тепловой сети связана с большими затратами, которые возникают вследствие потерь теплоты через тепловую изоляцию, потерь электрической энергии на перекачивание теплоносителя по сети, потерь теплоты и теплоносителя с его утечками; затрат на химводоподготовку, затрат на прокладку новых участков тепловых сетей, затрат на замену и капитальный ремонт участков тепловой сети, выработавших свой ресурс, и др. Существенно уменьшить эти затраты можно за счет оптимизации режимов функционирования тепловых сетей.

На практике необходимость оптимизации режимов работы существующих сетей и их последующей наладкой у потребителей возникает в тех случаях, когда со временем меняются характеристики сети в процессе эксплуатации, при подключении или отключении новых абонентов или изменении требуемой ими тепловой нагрузки (ввод в действие новых корпусов, теплоснабжающих технологических установок, переход на лучистое отопление и т. д.).

В разбалансированной тепловой сети наблюдается несоответствие нагрузки у абонентов требуемому значению (перетоп у одних потребителей, нехватка тепла у других). В такой сети требуются дополнительные затраты на прокачку теплоносителей, имеет место завышенная температура обратной воды, а также нерасчетное давление в трубопроводах, что может увеличить утечки (а значит, и затраты воды на подпитку сети) и уменьшить срок эксплуатации.

Первым этапом работ является разработка теплового и гидравлического режимов системы. В его основе всегда лежит тепловой и гидравлический расчет. Исходными данными для расчета являются: тепловые нагрузки потребителей, данные о трубопроводах на участках тепловой сети и их тепловой изоляции, местных сопротивлениях, температуре воды на входе в теплотрассу, у потребителей и о температуре окружающего воздуха. Эти данные получают из проектных характеристик работы тепловой сети, эксплуатационных отчетных материалов, а также из результатов испытаний тепловых сетей.

Разветвленная тепловая сеть представляет собой сложную тепловую и гидравлическую систему, включающую большое количество элементов, и для ее расчета и оптимизации целесообразно использовать компьютерное моделирование.

При моделировании двухтрубная тепловая сеть представляется как циркуляционная система с основной насосной установкой на ТЭЦ, насосными подстанциями на подающей и обратной магистралях и ответвлениями от магистралей, на которых расположены теплоснабжающие установки, проходя через которые сетевая вода переходит из прямой линии

в обратную. При этом схема тепловой сети может рассматриваться как схема с параллельным подключением потребителей. При необходимости проводится детализация участка сети отдельных потребителей.

Описание компьютерной модели для расчета и оптимизации тепловых сетей, разработанной сотрудниками Института высоких температур РАН, представлено в [7]. Модель использовалась для разработки тепловых и гидравлических режимов тепловой сети промплощадки ОАО «Москвич».

В результате первого этапа разрабатывается перечень мероприятий, необходимый для наладки тепловой сети. На втором этапе работ производится выполнение разработанных мероприятий. Задачей наладки тепловых сетей является достижение расчетных гидравлических и тепловых режимов их функционирования и создание условий для нормального функционирования систем теплоснабжения.

Для повышения гидравлической устойчивости тепловых сетей с присоединенными системами теплоснабжения следует избыточную часть располагаемого напора дросселировать в гидравлических сопротивлениях постоянного или переменного сечения, устанавливаемых на тепловых пунктах каждого потребителя.

Каждая система теплоснабжения должна быть поставлена в условия, одинаковые по сравнению с остальными системами, т. е. должна стать гидравлически равноудаленной от источника теплоснабжения. Таким образом, сущность наладки тепловых сетей систем централизованного теплоснабжения заключается в резком повышении гидравлической устойчивости систем теплоснабжения путем повышения гидравлического сопротивления систем теплоснабжения относительно гидравлического сопротивления тепловых сетей.

Наладка тепловых сетей базируется на всемерном повышении их гидравлической устойчивости путем повсеместной расстановки специально рассчитанных дросселирующих устройств. Оптимизация расчетного режима производится также за счет установки на некоторые вводы подкачивающих насосов, что приводит к снижению необходимого располагаемого напора и требуемой для прокачки воды мощности [7].

Поскольку все элементы тепловой сети гидравлически связаны между собой, то наладке должны подвергаться все звенья систем теплоснабжения.

Заключительным, третьим этапом работ является регулирование тепловой сети. Регулировать системы теплоснабжения можно только после выполнения разработанных наладочных мероприятий, обеспечивающих осуществление оптимальных гидравлических и тепловых режимов функционирования тепловых сетей, разработанных на первом этапе наладочных работ. Регулирование тепловых сетей сводится к проверке соответствия установившихся значений расхода теплоносителя его расчетным значениям.

Наладку целесообразно производить по апробированным методикам, многолетний опыт применения которых имеется, например, в РАО «Роскоммунэнерго».

3. НОРМИРОВАНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Нормы расхода топлива, тепловой и электрической энергии в производстве классифицируются по следующим основным признакам: по степени агрегации — на индивидуальные и групповые; по составу расходов — на технологические и общепроизводственные; по периоду действия — на годовые, квартальные и месячные.

Индивидуальной нормой называется норма расхода топлива, тепловой и электрической энергии на производство единицы продукции, которая устанавливается по типам или отдельным топливо- и энергопотребляющим агрегатам, установкам, машинам (паровые и водогрейные котлы, печи и т. д.), технологическим схемам применительно к определенным условиям производства продукции (работы) на уровне предприятия.

Групповой нормой называется норма расхода топлива, тепловой и электрической энергии на производство планируемого объема одноименной продукции (работы) согласно установленной номенклатуре по уровням планирования: ведомство, объединение, предприятие.

Технологической нормой называется норма расхода топлива, тепловой и электрической энергии, которая учитывает их расход на основные и вспомогательные технологические процессы производства данного вида продукции (работы), расход на поддержание технологических агрегатов в горячем резерве, на их разогрев и пуск после текущих ремонтов и холодных простоев, а также технически неизбежные потери энергии при работе оборудования, технологических агрегатов и установок.

Общепроизводственной нормой называется норма расхода тепловой и электрической энергии, которая учитывает расходы энергии на основные и вспомогательные технологические процессы, на вспомогательные нужды производства (общепроизводственное цеховое и заводское потребление на отопление, вентиляцию, освещение и др.), а также технически неизбежные потери энергии в преобразователях, тепловых и электрических сетях предприятия (цеха), отнесенные на производство данной продукции (работы).

Состав норм расхода топлива, тепловой и электрической энергии — это перечень статей их расхода, учитываемых в нормах на производство продукции (работы). Состав норм расхода ТЭР устанавливается соответствующими отраслевыми методиками и инструкциями, разрабатываемыми с учетом особенностей производства продукции (работы), на основе которых на каждом предприятии определяется конкретный состав норм расхода.

В нормы расхода топлива, тепловой и электрической энергии не должны включаться затраты этих ресурсов, вызванные отступлением от принятой технологии, режимов работы, несоблюдением требований к качеству сырья и материалов и другие нерациональные затраты.

Нормирование потребления топлива осуществляется для двух групп топлива — котельно-печное и моторное. Деление всех видов топлива на котельно-печное и моторное осуществляется в зависимости от того, где сжигается топливо: в топках котлов, в печах или в камерах двигателей внутреннего сгорания. Котельно-печное топливо является непосредственно нормируемым ресурсом, который включает отдельные виды твердого топлива (уголь, торф, сланцы, дрова и др.). Котельно-печное топливо нормируется как условное топливо с теплотворной способностью 29,31 ГДж/т (7000 ккал/кг).

Основным методом разработки норм является расчетно-аналитический, согласно которому определение норм осуществляется расчетным путем по существующим аналитическим зависимостям по отдельным направлениям, стадиям использования энергии.

Расчетно-аналитический метод является наиболее прогрессивным методом, поскольку логически и научно обоснован, обеспечивает требуемую точность определения норм расхода энергии.

Нормируемая тепловая энергия включает расходы тепла, передаваемого потребителями такими теплоносителями, как пар и горячая вода. Расходы тепла, передаваемого другими теплоносителями, обычно не нормируются.

Нормируемая электроэнергия включает все расходы электроэнергии вне зависимости от напряжения и вида тока.

Ниже приводятся зависимости для расчета некоторых составляющих, используемых при расчетно-аналитическом методе нормирования потребления энергии.

3.1. УДЕЛЬНЫЕ НОРМЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТОПЛИВА В ИСТОЧНИКАХ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Потребность в условном топливе для котельной, т. у. т., находят умножением общего количества вырабатываемого тепла, $Q_{\text{выр}}$, на удельную норму расхода

условного топлива для выработки 1 ГДж (Гкал) тепла или 1 т нормального пара:

$$B = Q_{\text{выр}} b \cdot 10^{-3},$$

где: B — количество топлива на планируемый период, т у. т.; b — удельный расход условного топлива, кг у. т./ГДж (кг у. т./Гкал).

Удельный расход условного топлива, кг у. т., на выработку 1 ГДж (1 Гкал) тепла вычисляют по формуле:

$$b = \frac{34,12 \cdot 100}{(\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}})^{\text{сп}}} \left[b = \frac{142,86 \cdot 100}{(\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}})^{\text{сп}}} \right], \quad (3.3.2)$$

где: $(\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}})^{\text{сп}}$ — КПД котлоагрегата, соответствующий номинальной нагрузке котлоагрегата, %; 34,12 и 142,86 — теоретически необходимые удельные затраты условного топлива на выработку 1 ГДж и 1 Гкал тепла.

КПД котлоагрегата определяют на основании теплотехнических испытаний котлоагрегата, находящегося в технически исправном и отлаженном состоянии.

Если за котлоагрегатом установлен экономайзер для нагрева питательной воды (утилизатор), общий КПД котлоагрегата, %, определяют по формуле:

$$\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} = \eta_{\text{к}}^{\text{бр}} + \eta_{\text{эк}}^{\text{бр}}, \quad (3.3.3)$$

где: $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$, $\eta_{\text{эк}}^{\text{бр}}$ — КПД соответственно, собственно, котла и экономайзера (утилизатора).

КПД экономайзера, %, вычисляют по формуле:

$$\eta_{\text{эк}}^{\text{бр}} = \frac{\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} \Delta I_{\text{эк}}}{I_{\text{п}} - I_{\text{эк}}}, \quad (3.3.4)$$

где: $\Delta I_{\text{эк}}$ — прирост энтальпии воды в экономайзере, кДж/кг (ккал/кг), равный произведению теплоемкости воды на разность температур воды на выходе и входе в экономайзер; $I_{\text{п}}$ — энтальпия насыщенного пара или воды при фактических значениях давления и температуры пара на выходе из котла, кДж/кг (ккал/кг); $I_{\text{эк}}$ — энтальпия питательной воды после экономайзера, кДж/кг (ккал/кг), принимается равной произведению теплоемкости воды на температуру воды после экономайзера.

Удельные нормы расхода условного топлива на выработку тепла для котлоагрегатов на номинальной нагрузке приведены в приложении и на CD-диске. При отклонении нагрузки от номинальной удельные нормы определяют в соответствии с инструкцией по нормированию расхода котельно-печного топлива.

Удельные нормы расхода топлива на выработку 1 тонны нормального пара, кг у. т./т, энтальпия кото-

рого равна 2675,5 кДж (639 ккал) при атмосферном давлении, определяют по соотношению:

$$b = b_{\text{н}} (1 + K_{\text{прод}}), \quad (3.)$$

где: b — удельная норма расхода условного топлива на выработку 1 тонны нормального пара с учетом потерь с продувочной водой, кг у. т./т; $b_{\text{н}}$ — расчетная удельная норма расхода топлива на выработку 1 тонны нормального пара, кг у. т./т; $K_{\text{прод}}$ — коэффициент учитывающий потери тепла с продувочной водой.

Значения удельных норм расхода топлива на производство нормального пара приведены в приложении.

Пересчет пара из котла в нормальный выполняют по формуле:

$$G_{\text{нп}} = G_{\text{пр}} (I_{\text{п}} - I_{\text{пв}}) : I_{\text{нп}}, \quad (3.3.4)$$

где: $G_{\text{нп}}$ — паропроизводительность котельной в нормальном паре, кг/ч; $G_{\text{пр}}$ — паропроизводительность котельной в рабочем паре, кг/ч; $I_{\text{п}}$, $I_{\text{пв}}$ — соответственно энтальпия пара и питательной воды, кДж/кг (ккал/кг); $I_{\text{нп}}$ — энтальпия нормального пара, равная 2675,5 кДж/кг (639 ккал/кг).

При наличии в котельной нескольких котлов среднюю норму расхода условного топлива, кг у. т., на выработку тепла за планируемый период определяют как средневзвешенную по формуле:

$$b_{\text{ср}} = \sum_{i=1}^n b_i Q_i : \sum_{i=1}^n Q_i, \quad (3.)$$

где: b_i — норма удельного расхода топлива для каждого котла, кг у. т./ГДж (кг у. т./Гкал); Q_i — выработка тепла (пара) каждым котлом за планируемый период, ГДж(Гкал); n — количество котлов.

Удельный расход условного топлива на растопку котла с учетом технологического процесса зависит от площади поверхности нагрева котла, длительности и числа остановок котла в сезоне (см. приложение).

Потери топлива при транспортировании, разгрузке, хранении и прочих топливно-транспортных операциях учитываются коэффициентом $K_{\text{пот}}$, принимаемым 1,055 при сжигании жидкого и газообразного топлива и 1,07 — твердого.

Пересчет условного топлива в натуральное выполняют в соответствии с характеристикой топлива и значением калорийного эквивалента по формуле:

$$B_{\text{г}} = \frac{29,31 B}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}} \text{ или } \frac{7000 B}{(Q_{\text{н}}^{\text{р}})}, \quad (3)$$

где: 29,31 и 7000 — теплотворная способность условного топлива в МДж/кг у. т. и ккал/кг у. т.; B — расход условного топлива, кг у. т.

Установленные на предприятии нормы расхода топлива подлежат корректировке на основе проведения энергосберегающих мероприятий эксплуатационных испытаний топливоиспользующих устройств и агрегатов. Испытания должны проводиться только после приведения объектов в исправное состояние и оформления соответствующего акта.

Для контроля экономичности работы котельных и возможности сопоставления плановых показателей с отчетными потребность в топливе и удельные расходы топлива могут быть представлены в расчете на выработку тепла, отпускаемого с коллекторов котельной.

Потребность в условном топливе на производство тепла, отпускаемого с коллекторов котельной, т у. т., определяют по формуле:

$$B_{\text{отп}} = Q_{\text{отп}} b_{\text{отп}} 10^{-3}, \tag{3.3.9}$$

где: $Q_{\text{отп}}$ — количество тепла, отпускаемого котельной в тепловую сеть; $b_{\text{отп}}$ — удельная норма расхода условного топлива на выработку тепла, отпускаемого в тепловую сеть, кг у. т./ГДж.

Удельный расход условного топлива, кг/ГДж (кг/Гкал), на отпуск тепла можно определить по формуле:

$$b_{\text{отп}} = \frac{34,12 \cdot 100}{\eta_{\text{ср.к}}^{\text{нетто}}}, \tag{3.3.10}$$

$$b_{\text{отп}} = \frac{142,86 \cdot 100}{\eta_{\text{ср.к}}^{\text{нетто}}}, \tag{3.3.11}$$

или

$$b_{\text{отп}} = \frac{b}{(1 - K_{\text{сн}})}, \tag{3.3.12}$$

где $\eta_{\text{ср.к}}^{\text{нетто}}$ — средний КПД нетто котельной с учетом расхода тепла на собственные нужды котельной, %, определяется по формуле:

$$\eta_{\text{ср.к}}^{\text{нетто}} = (\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}})^{\text{ср}} \frac{1 - K_{\text{сн}}}{100}, \tag{3.3.13}$$

$K_{\text{сн}}$ — коэффициент, учитывающий расход топлива на собственные нужды котельной, %, определяется по формуле:

$$K_{\text{сн}} = \frac{100}{b} \sum_{i=1}^n b_{\text{сн}i}, \tag{3.3.14}$$

где: $b_{\text{сн}i}$ — удельный расход условного топлива на i -е нужды котельной, кг у. т./ГДж (кг у. т./Гкал); b — удельный расход условного топлива на выработку

тепла, кг у. т./ГДж (кг у. т./Гкал); n — количество различных видов собственных нужд котельной, требующих затрат топлива; $\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}$ — средний КПД котлов, установленных в котельных.

3.2. РАСХОД ТЕПЛА НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ В КОТЕЛЬНЫХ

Общий расход тепла на собственные нужды определяют расчетным или опытным путем, исходя из потребностей конкретного теплоисточника, как сумму расходов тепла (пара) на отдельные элементы затрат: потери тепла на нагрев воды, удаляемой из котла с продувкой; расход тепла на подогрев мазута в железнодорожных цистернах, мазутохранилищах, расходных емкостях; расход тепла в паровых форсунках на распыление жидкого топлива; расход тепла на технологические процессы подготовки воды и пр.:

$$Q_{\text{сн}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{сн}i}, \tag{3.3.15}$$

где: $Q_{\text{сн}i}$ — потери тепла на i -е нужды, МВт (Гкал); n — количество различных видов собственных нужд котельной.

При расчетах собственные нужды котлов отнесены к статье собственных нужд котельной, при этом принимается КПД котла брутто. Долю тепла на собственные нужды котельной определяют по формуле:

$$K_{\text{сн}} = Q_{\text{сн}} / Q_{\text{выр}}, \tag{3.3.16}$$

где: $Q_{\text{сн}}$ — расход тепла на собственные нужды, $Q_{\text{выр}}$ — выработанное тепло или:

$$K_{\text{сн}} = 1 - Q_{\text{отп}} / Q_{\text{выр}}, \tag{3.3.17}$$

где $Q_{\text{отп}}$ — тепло, отпущенное потребителю.

Расход и количество тепла, отпускаемого на отопление зданий котельной, мазутонасосной и других производственных зданий, определяют по общепринятым зависимостям (см. раздел 4 настоящего издания).

Расход тепла на растопку паровых котлов, МВт · ч (Гкал), определяют по формуле:

$$Q_{\text{0раст}} = K_{\text{раст}} Q_{\text{0к}}, \tag{3.3.18}$$

где: $K_{\text{раст}}$ — коэффициент потерь тепла, принимается равным 0,3 при простое до 12 ч (из горячего состояния) и 0,65 при простое свыше 12 ч (из холодного состояния); $Q_{\text{0к}}$ — теплопроизводительность котла, МВт (Гкал/ч).

Потери тепла за расчетный период, ГДж (Гкал), составят:

$$Q_{\text{раст}} = 3,6 \sum_{i=1}^n K_{\text{раст}i} Q_{0k}, \quad (3.3.19)$$

$$Q_{\text{раст}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{раст}i} Q_{0k},$$

где: $K_{\text{раст}i}$ — коэффициент потерь тепла для i -й растопки; n — количество растопок в планируемом периоде; 3,6 — коэффициент пересчета МВт · ч в ГДж.

Потери тепла при растопке водогрейных котлов принимают равными 0,9 аккумулирующей способности обмуровки.

Потери тепла на технологические нужды химводоочистки при отсутствии охладителя выпара определяют по формуле:

$$Q_{\text{хво}} = G_{\text{хво}} \cdot K_{\text{хво}} \cdot K_{\text{вз}} (t'' - t') Z_{\text{хво}} 10^{-3} + 0,004 G_{\text{в}} \cdot (I_{\text{вып}} - I') \cdot Z_{\text{д}} \cdot 10^{-3}, \quad (3.3.20)$$

где: $G_{\text{хво}}$ — производительность ХВО, т/ч; $K_{\text{хво}}$ — удельный расход воды на собственные нужды ХВО, тонн исходной воды на 1 тонну химически очищенной воды в зависимости от общей жесткости воды; $K_{\text{вз}}$ — поправочный коэффициент, принимаемый равным 1,0 при наличии бака взрыва и 1,2 — при его отсутствии; $C_{\text{в}}$ — удельная теплоемкость воды, кДж/(кг · °С) [ккал/(кг · °С)]; t'', t' — соответственно температура воды после подогревателя сырой воды и исходной воды, °С; $Z_{\text{хво}}, Z_{\text{д}}$ — продолжительность работы соответственно ХВО и деаэратора в планируемом периоде, ч; $G_{\text{в}}$ — производительность деаэратора, т/ч; $I_{\text{вып}}, I'$ — энтальпия соответственно выпара из деаэратора и исходной воды, кДж/кг(ккал/кг).

Потери тепла с продувочной водой, ГДж(Гкал), зависят от периодичности и продолжительности продувки котла и определяются по формуле:

$$Q_{\text{прод}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{прод}i} Q_{ki} \quad (3.3.21)$$

или

$$Q_{\text{прод}} = K_{\text{прод}}^{\text{к}} Q_{\text{к}}^{\text{ср}}, \quad (3.3.22)$$

где: $Q_{ki}, Q_{\text{к}}$ — количество тепла, ГДж (Гкал), выработанное за планируемый период соответственно котлом и котельной в целом; $K_{\text{прод}i}, K_{\text{прод}}^{\text{к}}$ — коэффициент продувки соответственно котла и котельной, определяется в зависимости от величины продувки P : при

непрерывной продувке $P, K_{\text{прод}i} = 0,01$, при величине периодической продувки $P = 5\% — K_{\text{прод}i} = 0,0035$; $10\% — K_{\text{прод}i} = 0,007$; $15\% — K_{\text{прод}i} = 0,0105$; n — количество котлов.

Средневзвешенная величина продувки котлов по котельной, %, определяется за планируемый период:

$$K_{\text{прод}}^{\text{к}} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{ki} P_i}{\sum_{i=1}^n Q_{ki}}, \quad (3.3.23)$$

где P_i — величина продувки i -го котла в планируемом периоде, %.

Потери тепла баками различного назначения (декарбонизаторы, баки-аккумуляторы и пр.), Гкал, определяют по формуле:

$$Q_{\text{бак}} = q_6 K_1 F_6 n Z_6 \cdot 10^{-6}, \quad (3.3.24)$$

где: q_6 — норма плотности теплового потока через поверхность бака, ккал/м², принимается по СНиП 2.04.14-88; F_6 — поверхность бака, м²; n — количество баков; Z_6 — продолжительность работы баков в планируемом периоде, ч; K_1 — пересчетный температурный коэффициент определяется из соотношения:

$$(t_i - t_{\text{н.ср}}) / (t_i - 5), \quad (3.3.25)$$

где: $t_i, t_{\text{н.ср}}$ — соответственно температура горячей воды в баке и усредненная температура наружного воздуха за рассматриваемый период, °С.

Плотности теплового потока через изоляцию баков-аккумуляторов при температуре воды в баке 65 °С и температуре наружного воздуха 5 °С q_6 зависят в основном от объема баков V . При $V = 100 : 1000 \text{ м}^3$ потери тепла можно принимать:

$$q_6 \cdot F_6 = 0,0043 \div 0,0205 \text{ Гкал/ч.}$$

Количество тепла на хозяйственно-бытовые нужды, Гкал, определяют по формуле:

$$Q_{\text{х}} = (a_{\text{д}} N_{\text{д}} K_{\text{д}} + a \text{ М}) c_{\text{в}} \rho_{\text{в}} (t_{\text{г}} - t_{\text{хв}}) Z \cdot 10^{-3}, \quad (3.3.26)$$

где: $a_{\text{д}}$ — норма расхода горячей воды на одну душевую сетку, принимается равной 0,27 м³/сут.; $N_{\text{д}}$ — количество душевых сеток; $K_{\text{д}}$ — коэффициент использования душевых, определяется практическим путем, при отсутствии данных принимают равным 1,0; a — норма расхода горячей воды на 1 человека в смену, при отсутствии данных принимается равной 0,024 м³/чел. сут.; М — численность работающих человек в сутки; $t_{\text{г}}$ — соответственно температура горячей и исходной

воды, °C; Z — продолжительность планируемого периода, сут.; c_B — теплоемкость воды, ккал/кг · °C; ρ_B — плотность воды т/м³.

Количество тепла, требуемое для нужд мазутного хозяйства, ГДж (Гкал), определяется как сумма потерь тепла для обогрева мазута в резервуарах, мазутопроводах, при сливе и паровом распыливании:

$$Q_M = Q_{\text{слив}} + Q_{\text{хрм}} + Q_{\text{пм}} + Q_{\text{тм}} + Q_{\text{рм}}, \quad (3.3.27)$$

где: $Q_{\text{слив}}$ — потери тепла со сливом мазута, Гкал; $Q_{\text{хрм}}$ — потери тепла при хранении мазута, Гкал; $Q_{\text{пм}}$ — потери тепла на подогрев мазута, Гкал; $Q_{\text{тм}}$ — потери тепла при обогреве мазутопроводов, Гкал; $Q_{\text{рм}}$ — потери тепла при распыливании мазута, Гкал.

Удельное количество тепла на разогрев мазута при сливе, ккал/т, определяют по формуле:

$$q_{\text{сл}} = 450 (t_k - t_n) (1 + 10 K_I Z_{\text{ск}}) / \rho, \quad (3.3.28)$$

где: t_n — начальная температура мазута в цистерне, °C, при отсутствии данных принимается равной 0 ÷ -2 °C для южного пояса, -7 ÷ -10 °C для северного, -10 ÷ -15 °C для Сибири (через 7 сут. после наполнения температура мазута в цистерне равна температуре наружного воздуха); t_k — конечная температура подогрева мазута в цистерне, °C, принимается в зависимости от марки мазута; K_I — коэффициент охлаждения, принимается равным 1,55 для 60-тонной, 1,71 — для 50-тонной; 2,26 — для 25-тонной цистерны; ρ — плотность мазута, кг/м³; $Z_{\text{ск}}$ — фактическое время разогрева и слива из цистерны, ч.

Удельные потери тепла при хранении мазута, ккал/т, определяют по формуле:

$$Q_{\text{хр}} = 2520 \cdot F \cdot K (t_k - t_o) \cdot Z_{\text{хр}} / (\rho \cdot V), \quad (3.3.29)$$

где: F — поверхность охлаждения резервуара, м², принимают по паспортным или фактическим данным; K — коэффициент теплопередачи стенок резервуара Вт/(м² · °C) [ккал/(м² · °C)], принимается равным 6,98 Вт/(м² · °C) для металлических неизолированных резервуаров, 3,49 — для изолированных, 0,314 — для подземных; t_o — температура окружающего воздуха, °C, принимается как средняя для заданного периода (для подземных резервуаров $t_o = 5$ °C); $Z_{\text{хр}}$ — время хранения, ч; V — емкость резервуара, м³; t_k — температура хранения мазута.

При отсутствии данных для расчета, расход пара давлением 1 ÷ 1,2 МПа и температурой 220 ÷ 250 °C на разогрев, слив и зачистку 10 железнодорожных цистерн емкостью 60 т принимают равным 7,65 т/ч (85 ÷ 120 кг/т); расход пара на сливные лотки на 10 м двухпутной эстакады 0,1 т/ч, на промежуточные ем-

кости объемом 200 м³ — 0,6 т/ч, 400 м³ — 1,2 т/ч, 600 м³ — 1,8 т/ч, 1000 м³ — 2,0 т/ч.

Расход тепловой энергии на обогрев мазутопроводов, ккал/ч, определяют по формуле:

$$Q_{\text{отм}} = q l \beta,$$

где: q — плотность теплового потока от мазутопровода в окружающую среду принимают по нормам тепловых потерь; l — длина паропровода, обогревающей линию; β — коэффициент, учитывающий потери тепла опорами, арматурой, компенсаторами, принимается 1,15 для бесканальной прокладки; 1,2 — в тоннелях и каналах; 1,25 — при надземной прокладке.

Количество тепла на обогрев мазутопровода, Гкал, определяют:

$$Q_{\text{тм}} = Q_{\text{отм}} Z_{\text{об}} \cdot 10^{-6}, \quad (3.3.31)$$

где: $Z_{\text{об}}$ — продолжительность обогрева, ч.

Потери тепла на паровое распыливание мазута, Гкал, определяют по формуле:

$$Q_{\text{рм}} = q_n \cdot B_m (I_n - I_{\text{пв}}) \cdot 10^{-3}, \quad (3.3.32)$$

где: q_n — удельный расход пара на распыливание, кг/кг мазута, принимается равным 0,3 для напорных форсунок, 0,02 ÷ 0,03 для паромеханических форсунок; B_m — количество распыляемого мазута, т; I_n , $I_{\text{пв}}$ — энтальпия соответственно пара и питательной воды, ккал/кг.

Количество тепла, требуемого на обдувку поверхностей нагрева паровых котлов, Гкал, определяют по формуле:

$$Q_{\text{обд}} = K_{\text{обд}} 10^{-3} \sum_{i=1}^n G_{\text{ки}}^{\text{ср}} (I_{\text{п}} - I_{\text{пв}}) Z_i, \quad (3.3.33)$$

где: $G_{\text{ки}}^{\text{ср}}$ — средняя паропроизводительность i -го котла, т/ч; $K_{\text{обд}}$ — коэффициент обдувки, принимаемый равным 0,003 при $G_{\text{ки}}$ производительности котла свыше 10 т/ч и 0,002 ÷ 0,003 — при $G_{\text{ки}}$ менее 10 т/ч; Z_i — продолжительность работы котла, ч; $I_{\text{п}}$, $I_{\text{пв}}$ — энтальпия пара и питательной воды, ккал/кг; n — количество котлов.

Количество тепла, требуемого на обмывку котлов, ГДж (Гкал), принимают:

$$Q_{\text{об}} = (0,15-0,25) Q_K Z_{\text{обм}}, \quad (3.3.34)$$

где: Q_K — теплопроизводительность котла, Гкал/ч; $Z_{\text{обм}}$ — продолжительность обмывки в планируемом периоде, ч.

Прочие и неучтенные потери (опробование предохранительных клапанов, потери с утечками, парением, потери через изоляцию трубопроводов и пр.), Гкал, принимают равными:

для открытой системы теплоснабжения:

$$Q_{\text{пр}} = 0,02 Q_{\text{выр}}, \quad (3.3.35)$$

для закрытой системы теплоснабжения:

$$Q_{\text{пр}} = 0,01 Q_{\text{выр}}, \quad (3.3.36)$$

где: $Q_{\text{выр}}$ — общее выработанное тепло котельных.

При отсутствии данных для определения расходов тепла на собственные нужды используют нормативы расхода тепла, приводимые в литературе [15, 37].

3.3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НОРМЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛА

Определение расхода тепловой энергии на сушку изделий (материалов).

Сушка изделий обычно производится воздухом, поступающим в сушильную камеру через калорифер, обогреваемый паром.

Для определения расхода тепла на сушку необходимо составить материальный и тепловой балансы.

Материальный баланс записывают:

$$G_{\text{вл}} = G_1 - G_2 \text{ или } G_{\text{вл}} = \frac{W_{\text{н}} - W_{\text{к}}}{100 - W_{\text{к}}} G_1, \text{ кг}, \quad (3.3.37)$$

здесь: G_1 и G_2 — вес материала (изделия) до и после сушки, кг; $G_{\text{вл}}$ — весовое содержание влаги в материале (изделии), кг; $W_{\text{н}}$ и $W_{\text{к}}$ — начальная и конечная влажность, принимаемая по данным анализа, %.

Количество расходуемого на сушку воздуха, кг, определяется по выражению:

$$L = \frac{G_{\text{вл}}}{d_2 - d_1} \cdot 10^3, \text{ кг}, \quad (3.3.38)$$

где: d_1, d_2 — влагосодержание воздуха на входе и выходе из сушилки при соответствующей температуре и относительной влажности, г/кг.

В сушилках с рециркуляцией воздуха количество циркулирующего воздуха в системе определяется по выражению:

$$L_{\text{рец}} = \frac{G_{\text{вл}}}{d_2 - d_c} \cdot 10^3, \text{ кг}, \quad (3.3.39)$$

здесь d_c — влагосодержание смеси отработавшего и наружного воздуха, г/кг.

Тепловой баланс непрерывно действующей сушильной установки в общем случае включает приходную часть $\sum Q_{\text{прих}}$:

$$\sum Q_{\text{прих}} = Q_{\text{прих}}^{\text{в}} + Q_{\text{прих}}^{\text{м}} + Q_{\text{прих}}^{\text{тр}}, \text{ ккал/ч}, \quad (3.3.40)$$

а) тепло, внесенное горячим воздухом или дымовыми газами:

$$Q_{\text{прих}}^{\text{в}} = L_{\text{в}}(i_{\text{г.в}} - i_{\text{х.в}}) \cdot 106, \text{ ккал/ч}, \quad (3.3.41)$$

здесь: $L_{\text{в}}$ — расход воздуха или дымовых газов, кг/ч; $i_{\text{г.в}}, i_{\text{х.в}}$ — соответственно влагосодержание поступающего в сушилку воздуха и засасываемого в калорифер холодного воздуха, ккал/кг;

б) тепло, внесенное с изделием:

$$Q_{\text{прих}}^{\text{м}} = G_{\text{м}} c_{\text{м}} t_{\text{н}}, \text{ ккал/ч}, \quad (3.3.42)$$

здесь: $G_{\text{м}}$ — количество загружаемого материала, кг/ч; $c_{\text{м}}$ — удельная теплоемкость материала, ккал/кг °С; $t_{\text{н}}$ — температура материала на входе в сушилку, °С;

в) тепло, внесенное с транспортным устройством:

$$Q_{\text{прих}}^{\text{тр}} = G_{\text{тр}} c_{\text{тр}} t_{\text{тр1}}, \text{ ккал/ч}, \quad (3.3.43)$$

где: $G_{\text{тр}}$ — вес транспортных устройств, кг/ч; $c_{\text{тр}}$ — удельная теплоемкость материала транспортных устройств, ккал/кг · град; $t_{\text{тр1}}$ — температура транспортных устройств на входе в сушилку, °С.

Расходную часть:

$$\sum Q_{\text{расх}} = Q_{1\text{н}} + Q_{1\text{исп}} + Q_{\text{пот}}^{\text{м}} + Q_{\text{пот}}^{\text{тр}} + Q_{\text{пот}}^{\text{в}} + Q_{\text{пот}}^{\text{о.с}}, \text{ ккал/ч}. \quad (3.3.44)$$

а) нагрев влаги:

$$Q_{1\text{н}} = G'_{\text{вл}} (t_{\text{м}} - t_{\text{н}}), \text{ ккал/ч}, \quad (3.3.45)$$

где: $G'_{\text{вл}}$ — количество испаряемой влаги, кг/ч; $t_{\text{м}}$ — температура мокрого термометра, °С; $t_{\text{н}}$ — начальная температура материала (изделия), °С;

б) испарение влаги:

$$Q_{1\text{исп}} = G'_{\text{вл}} r, \text{ ккал/ч}, \quad (3.3.46)$$

где: r — скрытая теплота парообразования — 585 ккал/кг;

в) потери тепла с материалом, выходящим из сушилки:

$$Q_{\text{пот}}^{\text{м}} = G_{\text{м2}} c_{\text{м}} (t_{\text{м2}} - t_{\text{н}}), \text{ ккал/ч}, \quad (3.3.47)$$

где: G_M — вес материала на выходе из сушилки, кг;

t_M — температура материала, выходящего из сушилки, °C;

г) потери тепла с транспортными устройствами:

$$Q_{\text{пот}}^{\text{тр}} = G_{\text{тр}} c_{\text{тр}} (t_{\text{тр}2} - t_{\text{тр}1}), \text{ ккал/ч,} \quad (3.3.48)$$

здесь $t_{\text{тр}2}$ — температура транспортных устройств на выходе из сушилки, °C;

д) потери тепла в окружающую среду ограждениями:

$$Q_{\text{пот}}^{\text{о.с}} = \Sigma F \alpha_n t_n, \text{ ккал,} \quad (3.3.49)$$

где: ΣF — суммарная наружная поверхность сушилки, м²; α_n — коэффициент теплоотдачи в окружающую среду, определяется по приближенной формуле:

$$\alpha_n = 3,5 + 0,062(t_n - t_o), \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{°C,} \quad (3.3.50)$$

здесь: t_n — средняя температура наружной поверхности; t_o — температура окружающей среды.

е) потери тепла с пролетным паром и конденсатом не должны превышать 3 % от общего расхода тепла на установку.

Определение расхода тепловой энергии на конвективную сушку древесины в установках периодического действия. Сушка древесины производится воздухом, поступающим в сушильную камеру через калорифер, обогреваемый паром.

Сообщенное воздуху тепло расходуется в камере на: а) нагрев материала; б) удаление влаги из материала; в) нагрев транспортных устройств; г) возмещение потерь в окружающую среду.

Расчет расхода тепла производится отдельно для зимнего и летнего периодов. Расходом тепла на нагрев транспортных устройств можно пренебречь вследствие его незначительной величины.

Исходные данные для расчета удельных норм расхода тепла берутся из карт технологического процесса или технических условий.

К исходным данным относятся:

а) порода подвергаемого сушке материала, условный объемный вес и другие сведения, характеризующие материалы;

б) объем материала, одновременно загруженного в камеру, V_k в м³ (полезная загрузка камеры плотной древесиной);

в) продолжительность нагрева (τ_n) материала до режимной температуры и продолжительность процесса ($\tau_{\text{п}}$) в часах;

г) начальная (W_n) и конечная (W_k) влажность материала в %;

д) режимная температура в камере (t_k);

е) характеристика ограждения камеры (площадь — F_i , толщина стен и т. п.);

ж) состояние воздуха наружного и при выходе из камеры (температура t_1 и t_2 , °C, относительная влажность $\phi_{\text{нар}}$ и $\phi_{\text{вых}}$ в %, влагосодержание d_1 и d_2 в г/кг и теплосодержание i_1 и i_2 в ккал/кг).

Влагосодержание и теплосодержание воздуха в зависимости от его температуры и относительной влажности принимаются по H-d-диаграмме.

Тогда расход тепла на нагрев материала и влаги:

а) для случая — $t_1 > 0$ °C:

$$Q_n = (0,38 + \frac{W_n}{100}) (t_m - t_n) \gamma_m V_m, \text{ ккал;} \quad (3.3.51)$$

где: W_n — влагосодержание материала на общую массу, %; γ_m , V_m — плотность и объем загруженного в камеру материала, кг/м³; t_m , t_n — начальная и мокрого термометра температуры материала.

б) для случая — $t_1 < 0$ °C:

$$Q_n = \left\{ 0,68(t_m - t_1) + \left(\frac{W_n - 30}{100} \right) [t_m + 80 + 0,5(-t_1)] \right\} \gamma_m V_m, \text{ ккал,} \quad (3.3.52)$$

где: 0,68 — удельная теплоемкость абсолютно сухой древесины, ккал/кг · °C; 30 — влажность древесины в момент насыщения волокон, %; 0,5 — удельная теплоемкость льда, ккал/кг · °C.

Расход тепла на испарение влаги:

$$Q_n = \left[\left(\frac{1000(i_2 - i_1)}{d_2 - d_1} \right) - t_m \right] \gamma_m V_m \frac{W_n - W_k}{100}, \text{ ккал.} \quad (3.3.53)$$

Потери в окружающую среду:

$$Q_n = \Sigma K_i F_i (t_k - t'_i) (\tau_n - \tau_{\text{п}}), \text{ ккал,} \quad (3.3.54)$$

где: K_i — коэффициент теплопередачи отдельными частями ограждений (ккал/м² · час · °C), принимается по справочным данным; t'_i — температура среды, с которой сообщается ограждение, °C; τ_n , $\tau_{\text{п}}$ — время начала и окончания процесса сушки.

Удельный расход тепла на 1 кг высушенного материала:

$$d_{\text{ул}} = \frac{k_1 k_2 ((Q_n + Q_{\text{п}} + Q_{\text{н}})) \cdot 100}{G_m^c}, \quad (3.3.55)$$

где: G_m^c — вес высушенного материала, кг; k_1 , k_2 — соответственно коэффициенты, учитывающие потери

тепла с «пролетным» паром (1,03) и от неорганизованного воздухообмена ($\sim 1,1 : 1,15$).

Определение расхода тепловой энергии для обогрева ванн с горячей жидкостью. Расход пара в гальванических ваннах определяется по количеству тепла, необходимому для разогрева ванны до рабочей температуры ($Q_{\text{раз}}$) и тепла для поддержания температуры жидкости во время работы ($Q_{\text{раб}}$).

Число разогревов ванны и количество часов работы в месяц определяются принятым в цехе режимом работы.

В расход тепла на разогрев ванны $Q_{\text{раз}}$ входят:

$$Q_{\text{раз}} = Q_1 + Q_2, \quad (3.3.56)$$

где: Q_1 — расход тепла на нагрев раствора или воды и материала ванны; Q_2 — потери тепла в окружающую среду:

$$Q_1 = (V\gamma c_1 + c_2 G_1 + c_3 G_2)(t_k - t_n), \text{ ккал}, \quad (3.3.57)$$

где: V — объем раствора или воды, м^3 ; γ — плотность раствора или воды, $\text{кг}/\text{м}^3$; c_1, c_2, c_3 — соответственно удельные теплоемкости раствора (воды), материала ванны, футеровки или изоляции ванны, $\text{ккал}/\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}$; G_1, G_2 — вес корпуса ванны и вес футеровки или изоляции ванны, кг ; t_k — конечная температура нагрева раствора, $^\circ\text{C}$; t_n — начальная температура раствора, $^\circ\text{C}$.

$$Q_2 = q_1 + q_2, \text{ ккал}, \quad (3.3.58)$$

где: q_1 — потери тепла нагретой жидкостью через стенки; q_2 — потери тепла на испарение жидкости с открытой поверхности. При этом потери тепла принимаются условно при наивысшей температуре — t_k , считая, что температура окружающей среды равна начальной температуре раствора:

$$q_1 = kFZ(t_k - t_n). \quad (3.3.59)$$

Коэффициент теплопередачи K немного меньше, чем коэффициент теплоотдачи с наружной стороны α , но может условно приниматься:

$$k_1 = \alpha = 8 + 0,05t_{\text{ст}}, \quad (3.3.60)$$

где: Z — время в час, в течение которого происходит разогрев ванны; F — поверхность корпуса ванны, м^2 ; $t_{\text{ст}}$ — температура поверхности футеровки ($t_{\text{ст}} < 40^\circ\text{C}$).

$$q_2 = 540 F_3 q_{\text{раз}} Z, \quad (3.3.61)$$

где: $q_{\text{раз}}, q_{\text{раб}}$ — вес жидкости, испаряющейся с 1 м^2 зеркала испарения ванны, в период разогрева и работы ванны в разогретом состоянии, $\text{кг}/\text{час}$ (принимается по табл. 3.3.1); 540 — скрытая теплота испарения воды, $\text{ккал}/\text{кг}$.

Вес жидкости, испаряющейся с 1 м^2 , $\text{кг}/\text{час}$

Скорость движения воздуха, $\text{м}/\text{с}$	Температура ванны, $^\circ\text{C}$							
	30	40	50	60	70	80	90	99
0,2	0,56	1,18	2,16	3,67	5,89	9,10	13,6	19,08
0,7	0,75	1,51	4,8	4,87	7,83	12,1	18,08	25,36

Таблица составлена для следующих условий: $t_n = 20^\circ\text{C}$, относительная влажность воздуха — 60 %.

При расчете часового расхода тепла на поддержание рабочей температуры ванны ($Q_{\text{под}}$) учитывают:

$$Q_{\text{под}} = Q_2 + Q_3, \quad (3.3.62)$$

где: Q_3 — часовые потери тепла на нагрев загружаемого в ванну металла:

$$Q_3 = c_4 G Z (t_k - t_n), \quad (3.3.63)$$

где: c_4 — удельная теплоемкость загружаемого металла, $\text{ккал}/\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}$; z — количество часов работы ванны, в данном случае $z = 1$ час; G — вес загружаемого за час в ванну металла:

$$G = \frac{G' \cdot 60}{\tau}, \quad (3.3.64)$$

где: G' — вес деталей с подвеском; τ — продолжительность операции обработки, мин.

Месячный расход тепла на разогрев и работу ванны (установки):

$$Q_{\text{мес}} = Q_{\text{раз}} n + Q_{\text{раб}} Z_{\text{мес}}, \quad (3.3.65)$$

где: n — число разогревов установки в месяц; $Z_{\text{мес}}$ — число часов работы разогретой установки в месяц.

Месячный расход пара:

$$D = \frac{Q_{\text{мес}} \eta}{1000(i_n - i_k)}, \quad (3.3.66)$$

где: η — коэффициент, учитывающий потери пара. Среднее значение может быть принято равным $\sim 1,05$; i_n — теплосодержание входящего пара, $\text{ккал}/\text{кг}$; i_k — теплосодержание уходящего конденсата, $\text{ккал}/\text{кг}$.

Часовой расход пара для ванн с горячей проточной водой может быть принят равным расходу пара на разогрев часового расхода воды.

Определение расхода тепловой энергии на гидропрессу. Рабочей поверхностью гидравлических прессов служат железные плиты с внутренними каналами для пара (воды).

Процесс опрессовки состоит из следующих операций:

- 1) закладка изделий между плитами;
- 2) прогрев паром в течение определенного периода;
- 3) охлаждение проточной водой.

Тепловой баланс гидропресса можно представить в следующем виде:

$$Q_{\text{прих}} = Q_1 + Q_2 + Q_{\text{о.в}} + Q_5. \quad (3.3.67)$$

Приходная часть

Приход тепла на гидропресс определяется по выражению:

$$Q_{\text{прих}} = D(i_{\text{п}} + t_{\text{с.в}}), \quad (3.3.68)$$

где: D — расход пара за цикл опрессовки, кг; $i_{\text{п}}$ — теплосодержание пара, ккал/кг; $t_{\text{с.в}}$ — температура сырой воды, °C.

Величина D определяется по паромеру, а при его отсутствии — по формуле:

$$D = g \cdot n \cdot \tau, \quad (3.3.69)$$

где: g — расход пара на одну плиту (пресс-форму), кг/час, определяется на основе теплотехнических испытаний; τ — длительность нагрева плит, час; n — количество плит.

Расходная часть

1. Тепло, затрачиваемое на разогрев плиты и нагрев изделий, определяется по выражению:

$$Q_1 = G_{\text{пл}} c_{\text{пл}} + G_{\text{изд}} c_{\text{изд}} (t_1 - t_2). \quad (3.3.70)$$

где: $G_{\text{пл}}$, $G_{\text{изд}}$ — соответственно вес плит и изделий (кг); $c_{\text{пл}}$, $c_{\text{изд}}$ — удельная теплоемкость плит и изделий, ккал/кг °C; t_1 , t_2 — соответственно температуры плит и обрабатываемых изделий до и после нагрева, °C.

2. Потери тепла с конденсатом и пролетным паром определяются по выражению:

$$Q_2 = G(i_{\text{пр.п}} - t_{\text{с.в}}), \quad (3.3.71)$$

где: G — количество пароконденсатной смеси, кг; $i_{\text{пр.п}}$ — теплосодержание пароконденсатной смеси на выходе из плит (пресс-форм), ккал/кг. Определяется опытным путем.

3. Потери тепла с охлаждающей водой ($Q_{\text{о.в}}$) эквивалентны расходу тепла на нагрев плит.

4. Потери тепла в окружающую среду определяются по выражению:

$$Q_5 = \alpha F(t_{\text{ст}} - t_{\text{о.с}}), \quad (3.3.72)$$

где: F — теплоотдающая поверхность плиты, м²; $t_{\text{ст}}$ — $t_{\text{о.с}}$ — разность температур до и после нагрева, °C; α — коэффициент теплопередачи, ккал/м² · час · °C.

Примечание: При комбинированном обогреве (пар и электроэнергия) в приходную часть баланса включается дополнительно тепло от электроэнергии.

3.4. ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ В СЕТЯХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Определение нормативных эксплуатационных потерь и затрат теплоносителя сводится к определению затрат теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей и систем теплопотребления перед пуском после плановых ремонтов, а также при подключении новых участков тепловых сетей и систем теплопотребления; технологических сливов теплоносителя средствами автоматического регулирования тепловой нагрузки и защиты; технически обусловленным затратам теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания.

Тогда нормативные значения годовых эксплуатационных тепловых потерь, обусловленных утечкой теплоносителя, определяются по формуле:

$$Q_{\text{у.н}} = m_{\text{у.н год}} \rho_{\text{год}} c \times [at_{1\text{год}} + (1-a)t_{2\text{год}} - t_{\text{х год}}] n_{\text{год}} 10^{-6}, \quad (3.3.73)$$

где: $\rho_{\text{год}}$ — среднегодовая плотность теплоносителя при среднем значении температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети; $t_{1\text{год}}$, $t_{2\text{год}}$ — среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети; $t_{\text{х год}}$ — среднегодовое значение температуры холодной воды, подаваемой на источник теплоснабжения и используемой затем для подпитки тепловой сети; c — удельная теплоемкость теплоносителя (сетевой воды); a — доля массового расхода теплоносителя, теряемого подающим трубопроводом (при отсутствии данных принимается равной 0,75).

Определение тепловых потерь, связанных с технологическими потерями теплоносителя, производится в соответствии с периодами функционирования тепловой сети, с распределением технологических потерь (год, отопительный, неотопительный периоды, месяц).

При расчете тепловых потерь для среднегодовых условий используют методики, приведенные в [12, 16].

Для подземной прокладки в непроходных каналах

Средние за год значения удельных часовых тепловых потерь подающими и обратными трубопроводами, проложенными в непроходном канале, определяются по формуле:

$$q = \frac{t_{\text{в.к}} - t_{\text{гр}}}{R_{\text{в.к}} R_{\text{гр}}}, \quad (3.3.74)$$

где: $t_{\text{в.к}}$, $t_{\text{гр}}$ — среднегодовая температура воздуха в канале и грунта; $R_{\text{в.к}}$ — термическое сопротивление теплоотдаче поверхности изоляционной конструкции трубопровода воздуху в канале; $R_{\text{гр}}$ — термическое сопротивление грунта.

Температура воздуха в канале определяется по формуле:

$$t_{в.к} = \frac{\frac{t_1}{R_{из.п} + R_{в.п}} + \frac{t_2}{R_{из.о} + R_{в.о}} + \frac{t_{гр}}{R_{в.к} + R_{гр}}}{\frac{1}{R_{из.п} + R_{в.п}} + \frac{1}{R_{из.о} + R_{в.о}} + \frac{1}{R_{в.к} + R_{гр}}}, \quad (3.3.75)$$

где: t_1 и t_2 — температура теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, среднегодовая; $R_{из.п}$ и $R_{в.о}$ — термическое сопротивление изоляционной конструкции подающего и обратного трубопроводов; $R_{в.п}$ и $R_{в.о}$ — термическое сопротивление теплоотдаче поверхности изоляционной конструкции подающего и обратного трубопроводов воздуху в канале.

Термическое сопротивление грунта определяется по формуле:

$$R_{гр} = \frac{\ln[3,5(H/h)(h/b)^{0,25}]}{\lambda_{гр}[5,7 + (b/2h)]}, \quad (3.3.76)$$

где: H — глубина заложения оси трубопроводов; $\lambda_{гр}$ — коэффициент теплопроводности грунта; b и h — ширина и высота канала.

Термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха в канале к грунту, в котором проложен канал, определяется по формуле:

$$R_{в.к} = \frac{1}{\pi \alpha_{в} d_{э.кв}}, \quad (3.3.77)$$

где: $\alpha_{в}$ — коэффициент теплопередачи от воздуха в канале к грунту; $d_{э.кв}$ — эквивалентный диаметр сечения канала в свету.

Эквивалентный диаметр сечения канала в свету определяется из выражения:

$$d_{э.кв} = \frac{2bh}{b+h}, \quad (3.3.78)$$

где: b и h — ширина и высота канала.

Термическое сопротивление теплоотдаче поверхности изоляционной конструкции трубопровода воздуху в канале определяется по формуле:

$$R_{в} = \frac{1}{\pi \alpha (d_{н} + 2\delta)}, \quad (3.3.79)$$

где: α — коэффициент теплоотдачи поверхности изоляционной конструкции трубопровода воздуху в канале; $d_{н}$ — наружный диаметр трубопровода; δ — толщина изоляционной конструкции трубопровода.

Значения $R_{в.п}$ определяются как для подающего, так и для обратного трубопроводов ($R_{в.п}$ и $R_{в.о}$).

Термическое сопротивление изоляционной конструкции трубопровода определяется по формуле:

$$R_{из} = \frac{\ln[1 + 2(\delta/d_{н})]}{2\pi\lambda_{из}}, \quad (3.3.80)$$

где: $\lambda_{из}$ — коэффициент теплопроводности изоляционной конструкции трубопровода. Значения $\lambda_{из}$ и R определяются как для подающего, так и для обратного трубопроводов ($R_{из.п}$ и $R_{из.о}$).

Для подземной бесканальной прокладки

Средние за год значения нормируемых удельных часовых тепловых потерь определяются по формуле:

$$q_{н} = q_{н.п} + q_{н.о}, \quad (3.3.81)$$

где: $q_{н.п}$ и $q_{н.о}$ — среднегодовые значения удельных часовых тепловых потерь подающим и обратными трубопроводами тепловой сети бесканальной прокладки.

Значения $q_{н.п}$ и $q_{н.о}$ определяются по формулам:

$$q_{н.п} = \frac{(t_1 - t_{гр})(R_{из.о} + R_{гр}) - (t_2 - t_{гр})R_{п.о}}{(R_{из.п} + R_{гр})(R_{из.о} + R_{гр}) - R_{п.о}^2}, \quad (3.3.82)$$

$$q_{н.о} = \frac{(t_2 - t_{гр})(R_{из.п} + R_{гр}) - (t_1 - t_{гр})R_{п.о}}{(R_{из.п} + R_{гр})(R_{из.о} + R_{гр}) - R_{п.о}^2}, \quad (3.3.83)$$

где: $R_{из.п}$ и $R_{из.о}$ — термическое сопротивление изоляционной конструкции подающего и обратного трубопроводов; $R_{п.о}$ — термическое сопротивление, учитывающее взаимное влияние подающего и обратного трубопроводов.

Значение $R_{п.о}$ определяется по формуле:

$$R_{п.о} = \frac{\ln[1 + 2(H/s)^2]}{2\pi\lambda_{гр}}, \quad (3.3.84)$$

где: s — расстояние между осями трубопроводов.

Термическое сопротивление грунта определяется по формуле:

$$R_{гр} = \frac{\ln[4H/(d_{н} + 2\delta)]}{2\pi\lambda_{гр}}. \quad (3.3.85)$$

Для надземной прокладки

Средние за год удельные часовые тепловые потери каждого из трубопроводов, проложенных надземным способом, определяются по формуле:

$$q_{н} = \frac{\pi(t - t_{н.в})}{\frac{\ln[(d + 2\delta)/d_{н}]}{2\lambda_{из}} + \frac{1}{\alpha(d_{н} + 2\delta)}}, \quad (3.3.86)$$

где: t — средняя за год температура теплоносителя в трубопроводе.

4. ОСОБЕННОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В разделе 1 приведены общие положения проведения энергетических обследований промышленных предприятий. Однако конкретизация этих положений приводит к появлению некоторых особенностей, не отмеченных в существующих методиках проведения обследований.

Ниже рассматривается перечень работ, проводимых при энергетических обследованиях собственной котельной промышленного предприятия или самостоятельной котельной с целью выявления резервов экономии энергоресурсов, разработанные отделом энергосбережения Управления «Новосибирскэнергонадзор».

4.1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ КОТЕЛЬНОЙ

Для установления эффективности использования энергоресурсов в котельной проводимые энергоаудиторами работы включают сбор исходной статистической информации, визуальный осмотр оборудования, инструментальное обследование с помощью переносных приборов, обработку и анализ полученных данных (статистических и экспериментальных), оценку эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, разработку предложений по энергосберегающим мероприятиям, оформление результатов обследований.

При сборе исходной информации используют опросные листы произвольной формы, в которые включают технические характеристики основного и вспомогательного оборудования котельной, ежемесячные финансовые затраты на топливо и электроэнергию, данные по себестоимости и тарифам за отпущенную энергию, ежемесячные количественные и качественные характеристики основного и резервного топлива, ежемесячные выработку, отпуск энергии и расход энергии на собственные нужды; ежемесячные потери энергии в тепловых и электрических сетях, принятые в котельной нормы удельных расходов топлива на выработанную и отпущенную энергию, на собственные нужды и потери в сетях.

Перечисленная исходная информация должна быть представлена за последние три года.

В состав исходной информации следует включать упрощенные схемы источника энергии, схемы энергоснабжения потребителей и схемы учета энергоносителей, технические отчеты по выполненным режимно-наладочным испытаниям и разработанным на их основе режимным картам котлов, данные по расходам энергоносителей, получаемые на предприятии с помощью штатных стационарных приборов.

Визуальному осмотру подлежит технологическое оборудование котельной (котлы, теплообменники, деаэраторы, мельничное хозяйство, топливо- и теплопроводы и т. д.); топливное хозяйство котельной; технологические трубопроводы и арматура; системы отопления, вентиляции котельной, тепловые завесы; ограждающие конструкции котельной и вспомогательных зданий; система учета тепловой энергии, топлива, электроэнергии и воды.

При осмотре ограждающих конструкций котельной и вспомогательных зданий обращается внимание на состояние ворот, дверей и оконных проемов, отсутствие тамбуров и наличие непредусмотренных проектом проемов.

При осмотре котлов следует обратить внимание на состояние обмуровки (физическое состояние, температура поверхности), тепловой изоляции газоходов, стабильность (отсутствие больших пульсаций разрежения по газовому тракту и яркости факела в топке) режима горения при постоянных тепловых нагрузках, на наличие средств автоматики и регулирования, на укомплектованность в соответствии с проектом или СНиП и исправность КИП, на наличие утечек пара и топлива возле горелок, утечек дутьевого воздуха из раздаточных коробов, на наличие на каждом котле режимной карты, дату ее утверждения и соответствие физических режимов работы котлов ее требованиям.

При осмотре теплообменников и деаэраторов обращается внимание на наличие и состояние тепловой изоляции их поверхности и поверхности арматуры и фланцевых соединений, на наличие утечек пара и воды, наличие конденсатоотводчиков (при работе теплообменников на паре).

При осмотре топливного хозяйства котельной следует обращать внимание на состояние наружной тепловой изоляции топливных баков, теплообменников, топливо-, паро- и конденсатопроводов, особенно проложенных между котельной и хранилищем, состояние приемки, учета, условия хранения топлива.

При осмотре мельничного хозяйства следует обращать внимание на плотность системы (отсутствие пылений и просыпей угля, плотность закрытия смотровых и ремонтных люков), наличие режимной карты.

При осмотре систем возврата уноса, острого дутья, золошлакоудаления удостовериться в их работоспособности и фактическом использовании в работе.

При осмотре технологических трубопроводов, фланцевых соединений и арматуры необходимо обращать внимание на состояние тепловой изоляции и наличие утечек пара, воды или топлива.

При осмотре систем отопления и вентиляции обращается внимание на наличие конденсатоотводчиков (при работе на паре), системы регулирования, состояние тепловой изоляции трубопроводов и арматуры, на наличие утечек пара и воды.

При осмотре систем коммерческого учета следует проверить их соответствие требованиям нормативно-технической документации, наличие свидетельств о прохождении проверки.

Результаты осмотра фиксируются с указанием выявленных дефектов и нарушений требований технической документации.

Инструментальное обследование применяется для восполнения отсутствующей информации, которая необходима для оценки эффективности энергоиспользования, но не может быть получена из документов или вызывает сомнения в достоверности [2, 16].

Для проведения инструментального обследования должны применяться стационарные или специализированные портативные приборы. При проведении измерений следует максимально использовать уже существующие узлы учета энергоресурсов как коммерческие, так и технические. При инструментальном обследовании учреждение делится на системы или объекты, которые подлежат по возможности комплексному исследованию.

Измерения при инструментальном обследовании подразделяются на следующие виды.

Однократные измерения — наиболее простой вид измерений, при котором исследуется энергоэффективность отдельного объекта при работе в определенном режиме. Примером может служить измерение КПД котла, обследование насосов, вентиляторов, компрессоров и т. д. Для однократных измерений достаточен минимальный набор измерительных приборов, оснащение которых записывающими устройствами необязательно.

Балансовые измерения применяются при составлении баланса распределения какого-либо энергоресурса по отдельным потребителям, подразделениям или объектам. Перед проведением балансовых измерений необходимо иметь точную схему распределения энергоносителя, по которой должен быть составлен план замеров, необходимых для сведения баланса. Для проведения балансовых измерений желательно иметь несколько измерительных приборов для одновременных замеров в различных точках.

Рекомендуется использовать стационарные приборы, имеющиеся на объектах организации, например системы коммерческого и технического учета энергоресурсов. При отсутствии достаточного количества приборов обеспечивается установившийся режим работы всего оборудования, подключенного к распределительной сети, и исключается возможность изменения баланса вручную. На основе результатов балансовых измерений часто происходит уточнение схем энергоснабжения.

Регистрация параметров — определение зависимости какого-либо параметра во времени. Примером таких измерений может служить снятие суточного графика нагрузки, определение температурной зависимости потребления тепла и т. д. Для этого вида измерений необходимо использовать приборы с внутренними или внешними устройствами записи и хранения данных и возможностью передачи их на компьютер. В ряде случаев допускается применение стационарных счетчиков без записывающих устройств при условии снятия их показаний через равные промежутки времени.

В процессе энергоаудита определяются фактические значения основных параметров (расхода тепла, сетевой воды, температуры и давления) с помощью измерительных приборов, сопоставление их с расчетными значениями и выявляются причины расхождения расчетных и фактических величин.

Измерение расходов. Могут быть использованы установленные в стационарные приборы, в том числе входящие в состав теплосчетчиков, позволяющие определить мгновенные значения расходов воды: измерительные диафрагмы, приборы турбинного или крыльчатого типа, а также электромагнитные, вихревые и ультразвуковые расходомеры. При отсутствии стационарных расходомеров могут быть использованы переносные ультразвуковые расходомеры с накладными датчиками отечественного или зарубежного производства серий «Portaflo» (Англия), «Sonaflo» и «Sonocal» (Дания) и др., имеющие аттестацию Госстандарта РФ.

Измерение давления. В качестве измерительных приборов могут быть использованы образцовые ртутные манометры. При организации автоматизированной системы измерений в качестве датчиков давления или перепада давлений могут использоваться датчики МТ-100 или датчики давления концерна «Метран», а также аппаратура аналогичного типа зарубежного производства, например цифровые манометры серии С 95 фирмы «COMARK».

Измерение температуры. Могут быть использованы ртутные термометры с ценой деления 0,1 °С, устанавливаемые в имеющихся на трубопроводах термометрических гильзах, или термометры, входящие в состав теплосчетчиков узлов учета при наличии вторичной показывающей аппаратуры. Для измерения температуры при отсутствии измерительной аппаратуры следует использовать стандартные термоэлектрические

преобразователи и термометры сопротивления с вторичными показывающими и регистрирующими приборами. При отсутствии в точках измерения термометрических гильз измерения могут быть проведены с использованием датчиков поверхностного типа или инфракрасных бесконтактных термометров. При применении датчиков поверхностного типа необходимо обеспечить плотный контакт датчика с очищенной от краски и ржавчины поверхностью трубопровода.

Проведение обследования с помощью обычных показывающих или записывающих приборов неэффективно и очень трудоемко, поскольку требуется одновременная регистрация большого количества параметров в течение продолжительного времени. Поэтому для энергоаудита следует в первую очередь использовать портативные расходомеры.

Определение состава уходящих газов из котлов, а также температуры в газоходах, КПД сгорания топлива производят с помощью газоанализаторов (КМ 9006 «Quintox», портативный газоанализатор «ДАГ-16» и др.). Получаемые данные могут быть использованы для расчетов эффективности работы котлов, настройки котлов и для экологического анализа состава дымовых газов.

Коэффициент полезного действия котельного агрегата характеризует степень совершенства процесса превращения химической энергии топлива в тепловую энергию вырабатываемого пара или горячей воды.

КПД брутто учитывает использование тепловой энергии топлива в котлоагрегате и представляет собой отношение выработанного тепла к затраченному:

$$\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} = \frac{Q_{\text{пол}}}{Q_{\text{затр}}} \cdot 100 \% = 100 \% - \sum q, \quad (3.4.1)$$

где: $\sum q$ — сумма удельных (на единицу массы или объема топлива) потерь тепла с уходящими газами от химической и механической неполноты сгорания топлива и потери в окружающую среду, %.

Тепловые потери с уходящими газами q_1 можно оценить по формулам:

$$q_1 = \frac{t_{\text{yx}} - t_{\text{в}}}{t_{\text{max}}} \cdot [c' + (h - 1)nk](100 - q_3), \quad (3.4.2)$$

$$h = \frac{RO_2^{\text{max}}}{RO_2 + CO + CH_4}, \quad (3.4.3)$$

где: q_3 — тепловые потери от механической неполноты сгорания топлива, %; t_{yx} , $t_{\text{в}}$, t_{max} — температуры уходящих газов; воздуха, подаваемого в котельный агрегат; максимальная температура дымовых газов, °C; c' и k — поправочные коэффициенты, показывающие отношение средних удельных теплоемкостей разбавленных и не разбавленных воздухом дымовых газов в

интервале температур от 0 до t_{yx} к средним удельным теплоемкостям в интервале от 0 до t_{max} ; n — коэффициент, показывающий отношение средней удельной теплоемкости воздуха в интервале температур от 0 до t_{yx} к средней удельной теплоемкости не разбавленного воздухом дымовых газов в интервале от 0 до t_{max} ; RO_2 — сумма трехатомных газов (значения RO_2^{max} для основных видов первичных энергоресурсов приведены в [15]).

Тепловые потери от химической неполноты сгорания топлива q_2 можно оценить по упрощенной формуле:

$$q_2 = \frac{Q_{\text{н.сг}}^{\text{р}}}{P} \cdot 100 \%, \quad (3.4.4)$$

здесь: $Q_{\text{н.сг}}^{\text{р}}$ — низшая теплота сгорания 1 м³ сухих продуктов сгорания (подсчитывается по данным анализа), кДж/м³; P — низшая теплота сгорания рабочей массы топлива, отнесенная к объему сухих продуктов сгорания, кДж/м³. Ориентировочные значения P по основным видам первичных энергоресурсов приведены в [15]:

$$Q_{\text{н.сг}}^{\text{р}} = [30,2CO + 25,8H_2 + 85,5CH_4] \cdot 4,19. \quad (3.4.5)$$

КПД брутто можно определить иначе:

$$\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} = \frac{D \cdot (h_{\text{п}} - h_{\text{пв}}) + Q_{\text{пр}}}{BQ_{\text{н}}^{\text{р}}} \cdot 100 \%, \quad (3.4.6)$$

где: D — паропроизводительность котельного агрегата, кг/ч; $h_{\text{п}}$, $h_{\text{пв}}$ — энтальпия пара, питательной воды, кДж/кг; $Q_{\text{пр}}$ — используемая тепловая энергия продувочной воды, кДж/ч; B , $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ — расход и теплотворная способность топлива, кг/ч, кДж/кг.

КПД нетто учитывает расход тепловой энергии на собственные нужды:

$$\eta_{\text{ка}}^{\text{нт}} = \frac{(D - D_{\text{сн}})(h_{\text{п}} - h_{\text{пв}}) + Q_{\text{пр}}}{BQ_{\text{н}}^{\text{р}}} \cdot 100 \%, \quad (3.4.7)$$

где: $D_{\text{сн}}$ — расход пара на собственные нужды, кг/ч.

Для определения количества энергии полезно используемой при утилизации тепла продувочной воды используют выражение:

$$Q_{\text{пр}} = \varphi G_{\text{пр}}(h_{\text{кв}} - h_{\text{пв}}). \quad (3.4.8)$$

Коэффициент использования тепловой энергии продувочной воды:

$$\varphi = \frac{\beta(h_{\text{сп}} - h_{\text{ив}}) + (1 - \beta) \cdot (h_{\text{сп}} - h_{\text{ив}})}{h_{\text{кв}} - h_{\text{ив}}}. \quad (3.4.9)$$

Доля пара, выделяющегося в сепараторе:

$$\beta = \frac{h_{\text{кв}} - h_{\text{св}}}{h_{\text{сп}} - h_{\text{св}}}, \quad (3.4.10)$$

где: $h_{\text{кв}}$, $h_{\text{ив}}$, $h_{\text{св}}$, $h_{\text{сп}}$ — энтальпия котловой, исходной, сепарированной воды и пара, кДж/кг.

Непрерывная или периодическая продувка в барабанных котлах применяется для получения пара заданных параметров по концентрации солей, растворенных в котловой воде, при этом часть котловой воды заменяется подпиточной водой.

Суммарные потери топлива без использования тепловой энергии продувочной воды составляют:

$$\Delta B' = \frac{D \tau p_{\text{п}} (h_{\text{кв}} - h_{\text{ив}})}{Q_{\text{н}} \eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}}, \quad (3.4.11)$$

где: τ — годовое число часов работы котельной; $p_{\text{п}}$ — величина продувки в процентах от паропроизводительности. Последнюю можно определить:

$$p_{\text{п}} = \frac{S_{\text{х}} \Pi_{\text{к}}}{S_{\text{кв}} - S_{\text{х}}} 100 \%, \quad (3.4.12)$$

где: $S_{\text{х}}$ — сухой остаток химически очищенной воды, мг/кг; $\Pi_{\text{к}}$ — суммарные потери пара и конденсата в долях паропроизводительности котельной; $S_{\text{кв}}$ — расчетный сухой остаток котловой воды, мг/кг.

Обработка полученных статистических данных, анализ информации проводятся с учетом результатов осмотра оборудования котельной, изучения тепловых схем, проверки наличия и исправности приборов теплотехнического контроля. Данные анализируются и уточняются, оценивается способ их определения, достоверность, выявляются нарушения требований нор-

мативно-технической документации при выполнении расчетов технико-экономических показателей.

Статистические данные представляются в виде графиков и диаграмм, количество и способ представления которых определяется при каждом конкретном обследовании.

Целесообразно представление только данных, основанных на приборном учете или фактических замерах. Данные, полученные расчетным путем, должны быть подробно расшифрованы.

Динамика выработки и отпуска тепловой энергии, потребления топлива и электроэнергии котельной по рассматриваемым годам и месяцам может быть представлена в виде гистограмм.

При выработке основных направлений и мероприятий по экономии энергоресурсов и снижению затрат на их оплату рекомендуется: определить техническую сущность предлагаемого усовершенствования и принцип получения экономии; рассчитать (оценить) потенциальную годовую экономию в натуральном и денежном выражении; определить состав оборудования, необходимого для реализации предложения, его примерную стоимость с учетом доставки, установки и ввода в эксплуатацию, а также будущих эксплуатационных затрат; рассмотреть возможности снижения затрат, например за счет изготовления или монтажа оборудования собственными силами; определить возможные побочные эффекты от внедрения предложения, влияющие на реальную экономическую эффективность; оценить общий экономический эффект предложения с учетом всех вышеперечисленных пунктов.

Для составления перспективного плана реализации все предложения следует классифицировать по трем категориям: беззатратные и малозатратные мероприятия; средnezатратные мероприятия; высокозатратные энергосберегающие проекты и мероприятия.

Ниже приводятся мероприятия по экономии энергоресурсов в котельных.

Наименование мероприятия	Возможная экономия топлива, энергии
Малозатратные мероприятия	
Анализ договорных отношений с энергоснабжающей организацией	Исключение из договоров необоснованных, сверхнормативных потерь тепла и др.
Наличие руководств по эксплуатации, управлению и обслуживанию оборудования и периодический контроль за их выполнением	3 ÷ 6 %
Наладка газоиспользующего оборудования с составлением режимных карт для работы во всем диапазоне нагрузок	3 ÷ 5 %
Наладка водно-химического режима работы котлов с целью предотвращения загрязнений внутренних поверхностей нагрева	Наличие накипи на внутренней поверхности нагрева котла толщиной в 1 мм приводит к перерасходу 2 % топлива
Предотвращение заноса газоходов котла золой из-за перегрузки топки и кратерного горения в слоевых топках	Установка обдувочного аппарата для очистки наружных поверхностей экономит 2 % топлива
Поддержание продувки котлов в нормативных значениях	Превышение продувки сверхнормативно на 1 % приводит к перерасходу 0,3 % топлива

Наименование мероприятия	Возможная экономия топлива, энергии
Устранение присосов воздуха в газоходах	На каждые 10 % присосов перерасход топлива составляет 0,5 %
Снижение времени работы котлов в режиме пониженного давления	Снижение давления с 1,3 до 0,6 МПа приводит к перерасходу 6 % топлива
Использование в котлах только тех видов топлива, на которые они рассчитаны	
Использование тепловыделений от котлов путем забора теплого воздуха из верхней зоны котельного зала и подачи его во всасывающую линию дутьевого вентилятора	На каждые 1000 м ³ природного газа экономия составляет до 15 кг у. т.
Увеличение возврата конденсата	На каждые 10 % экономия 1,5÷2 % топлива
Использование тепла конденсата для подогрева воды	10÷20 % от тепла конденсата
Использование эффективных теплоизоляционных материалов для снижения нормативных потерь теплоэнергии в бесканальных теплопроводах:	
фенольных и фурфурольных паропластов типа ФЛ и ФТ;	Снижение тепловых потерь в 2÷3 раза
карбамидных пенопластов;	Снижение тепловых потерь в 2 раза
пенополимербетонной теплоизоляции;	Снижение тепловых потерь в 2 раза
пенополиуретановой теплоизоляции	Снижение тепловых потерь в 2÷3 раза
Поддержание оптимального коэффициента избытка воздуха	Увеличение коэффициента избытка воздуха в топке на 1 % приводит к перерасходу 0,7 % топлива
Поддержание в барабане котла номинального давления	
Разработка режимных карт совместной работы двух и более котлов	3÷5 %
Среднезатратные мероприятия	
Автоматизация процессов сжигания природного газа с применением процессоров и контроллеров	До 5 %
Контроль качества горения с помощью газоанализаторов для корректировки режимов горения в соответствии с режимной картой	3÷4 %
Замена горелок ГМГ на ГМГ–М в котлах ДКВР с уменьшением $\alpha_{изб}$ до 1,05	1,5÷2 %
Применение острого дутья, позволяющего сжигать твердое топливо с меньшим избытком воздуха	
Применение увлажнителей дутьевого воздуха	
Замена электродвигателей насосов, вентиляторов и дымососов, загруженных менее чем на 50 %, на электродвигатели меньшей мощности	
Поддержание расчетной температуры питательной воды	Превышение температуры воды на входе в экономайзер на 10 °С приводит к перерасходу 0,2÷0,3 % топлива
Крупнозатратные мероприятия	
Перевод котельных на газовое топливо	При замене твердого топлива до 40 %
Применение вакуумных деаэраторов	1÷2 %
Установка экономайзеров:	
поверхностного теплофикационного;	6÷9 %
контактного при наличии за котлом поверхностного экономайзера;	8÷10 %
контактного при отсутствии за котлом поверхностного экономайзера	12÷18 %
Замена морально и физически устаревших котлов	до 30 %
Перевод парового котла на водогрейный режим	2 %
Использование дизельных блок–ТЭЦ малой мощности на природном газе для энергоснабжения промышленных предприятий	Повышение КПД энергоустановки с учетом утилизации тепла до 80÷85 %

Некоторые из возможных энергосберегающих мероприятий более подробно описаны в разделе 6 настоящей книги.

По результатам обследования составляется отчет, примерное содержание которого включает краткую характеристику оборудования, оценку технического содержания, состояние учета расхода энергоносите-

лей, технико-экономические показатели работы оборудования, выводы и предложения.

Ниже приведены примерные формы таблиц, помещаемых в отчет. Полные формы и пример технического отчета по режимно-наладочным испытаниям котлов, выполненного монтажно-наладочным участком ООО «КОТЛОСЕРВИС», а также таблиц помещены на CD-диске.

Таблица 3.4.1

Результаты предварительного энергетического обследования и оценка эффективности использования ТЭР теплоэнергетического хозяйства предприятия с котельной

№ п/п	Эксплуатационные параметры, условия эксплуатации	Способ определения	Котел, ст. №	По группе котлов	Примечание
Технико-экономические показатели работы котельной за предшествующий обследованию год					
1					
2					
Технико-экономические показатели работы котельной за текущий год					
1					
2					

Таблица 3.4.2

Тепловые сети предприятия

№ п/п	Эксплуатационные параметры, условия эксплуатации	Результаты обследования	Примечание
1			
2			
...			

Таблица 3.4.3

Теплопотребляющие установки предприятия (оборудование, здания, сооружения и др.)

№ п/п	Эксплуатационные параметры, условия эксплуатации	Результаты обследования	Примечание
1			
2			
...			

**Потери ТЭР в теплоэнергетическом хозяйстве объекта и возможное снижение тарифа
на отпущенную тепловую энергию**

№ п/п	Наименование		Величины
1	Котельная	Топливо (тепло), $\Sigma \Delta B$ ($\Sigma \Delta Q$), т у. т. (Гкал)/год	
	потери топлива (тепла)	Электроэнергия, $\Sigma \Delta \Xi$, кВт · ч/год	
	электроэнергии	Резервы экономии, Е, руб./год	
2	Тепловые сети	Топливо (тепло), $\Sigma \Delta B$ ($\Sigma \Delta Q$), т у. т. (Гкал)/год	
	потери топлива (тепла)	Электроэнергия, $\Sigma \Delta \Xi$, кВт · ч/год	
	электроэнергии	Резервы экономии, Е, руб./год	
3	Теплопотребляющие установки	Топливо (тепло), $\Sigma \Delta B$ ($\Sigma \Delta Q$), т у. т. (Гкал)/год	
	потери топлива (тепла)	Электроэнергия, $\Sigma \Delta \Xi$, кВт · ч/год	
	электроэнергии	Резервы экономии, Е, руб./год	
4	В целом по предприятию	Топливо (тепло), $\Sigma \Delta B$ ($\Sigma \Delta Q$), т у. т. (Гкал)/год	
	потери топлива (тепла)	Электроэнергия, $\Sigma \Delta \Xi$, кВт · ч/год	
	электроэнергии	Резервы экономии, Е, руб./год	
5	Резервы экономии от выполнения запланированных мероприятий, оказывающих влияние на тариф	ΣE	
6	Возможное снижение себестоимости отпускаемой тепловой энергии, руб./Гкал	$\Delta C = \Sigma E / Q$	
7	Возможная себестоимость отпускаемой тепловой энергии после реализации мероприятий по экономии ТЭР, руб./Гкал	$C_{от}^I = C_{от} - \Delta C$	
8	Возможное снижение тарифа отпускаемой тепловой энергии по окончании срока окупаемости реализации мероприятий по энергосбережению, %	$\Delta T = [1 - (Tф - \Delta C)] \cdot 100 / Tф$, где Тф — тариф на тепловую энергию	

4.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ КОТЕЛЬНОЙ

В настоящее время отсутствуют нормативные документы федерального уровня, в которых излагались бы требования к энергетическому паспорту котельных любого назначения и его состав (содержание пояснительной записки, табличные формы и т. п.).

На региональном уровне (г. Москва и Московская область, Свердловская область и др.) не только разработаны и утверждены «Энергетический паспорт котельной», но и проведена паспортизация котельных (в первую очередь жилищно-коммунального хозяйства). Как показала практика, паспортизация котельных принесла ощутимый энергетический эффект для муниципальных образований и региона в целом.

В разделе 1 настоящего издания показан один из возможных вариантов энергетического паспорта ко-

тельной. Более расширенный вариант таблиц, входящих в энергетический паспорт, включает сведения о предприятии, которому принадлежит котельная; общие сведения о котельной; общее потребление энергоносителей в текущем году; сведения о котлах и работе котельной; расход и стоимость (без НДС) внешних энергоносителей; расход и себестоимость отпускаемых энергоносителей (в том числе водоснабжение и водоотведение); тарифы энергоснабжающей организации и субабоненты; приборный учет потребления энергоносителей; сведения о трансформаторных подстанциях; устройствах для компенсации реактивной мощности; сведения о технологическом оборудовании, использующем тепловую энергию; сведения о нагнетателях (насосы, вентиляторы, дымососы); сведения об электрооборудовании котельной, использующем электроэнергию (подъемно-транспортное, сварочное, электрозадвижки, освещение, бытовая техника); состояние и использование конденсата, сведения о трубопроводных коммуникациях.

При энергетическом обследовании котельной результаты собираются в общую таблицу, форма которой приведена на CD-диске. Там же приведены фрагменты отчетов и заключений энергоаудиторских фирм по результатам обследований.

4.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Энергоаудит систем теплоснабжения подчиняется общим правилам проведения энергетических обследований, однако имеет несколько отличительных особенностей.

Поскольку задача систем теплоснабжения — обеспечение требуемых параметров энергоносителей у потребителей, при которых достигаются рациональные режимы эксплуатации технологического оборудования и комфортные условия жизни людей, то помимо энергетических характеристик систем необходимы оценки надежности этих систем.

Этапы энергетических обследований систем теплоснабжения соответствуют уровню энергоаудита (см. раздел 1). Наиболее значимые из них: ознакомление с принципиальными схемами теплоснабжения и сбор исходной информации; разработка и реализация программы инструментальных обследований; анализ полученной информации и разработка рекомендаций по снижению энергетических и финансовых затрат.

Для выявления эффективности использования энергии сравнивают произведенные в системе теплоснабжения затраты энергии с номинально необходимыми для их нормального функционирования.

В жилищно-коммунальном хозяйстве городов и поселков можно считать, что система теплоснабжения состоит из теплогенерирующей установки (центральная котельная или теплоэлектроцентраль), системы магистральных теплотрасс, разводящих тепло по микрорайонам к центральным тепловым пунктам (ЦТП), разводящих теплотрасс, индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) и систем отопления зданий.

Будем рассматривать в основном энергоаудит тепловых сетей и ЦТП.

К энергетическим характеристикам водяных тепловых сетей относятся следующие [17].

Характеристики, определяемые по методике, подразделяются:

1. На характеристики по показателям технологического обоснования затрат и потерь при передаче и распределении тепловой энергии, к которым относятся: потери и затраты теплоносителя в процессе передачи и распределения тепловой энергии; потери тепловой энергии, обусловленные потерями теплоносителя; потери тепловой энергии при теплопередаче через изоляционные конструкции трубопроводов тепловых сетей.

2. На характеристики по показателям режимов функционирования тепловых сетей, к которым относятся: расход тепловой энергии в тепловой сети; температура теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети; разность значений температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах или температура теплоносителя в обратном трубопроводе тепловой сети; расход теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети; удельный среднечасовой расход теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети; затраты электроэнергии на передачу тепловой энергии, включая затраты насосными группами источников теплоснабжения; удельные затраты электроэнергии на передачу тепловой энергии, включая затраты насосными группами источников теплоснабжения.

Сказанное определяет направление работ энергоаудиторов.

При обследовании теплотрасс проверяются следующие возможные причины потери энергии:

- утечки воды в теплотрассе (определяются по расходу подпиточной воды либо по балансу расхода воды в прямой и обратной трубах). Для выявления мест утечек в подземных теплотрассах используются акустические течеискатели, в том числе корреляционные течеискатели, указывающие расположение мест утечек между двумя датчиками;
- плохое качество тепловой изоляции устанавливается визуальным путем или с помощью измерения температур на поверхности изоляции (контактными и бесконтактными измерителями температур, тепловизионным методом и т. д.). С энергетической точки зрения температура на поверхности изоляции должна быть лишь на 10–15 °С выше температуры окружающей среды. Расчетное влияние нарушения изоляции теплотрасс при наружной прокладке определяется по типовым методикам.

В процессе энергетических обследований производятся инструментальные измерения параметров действительных режимов эксплуатации энергогенерирующего и потребляющего оборудования, эффективности систем распределения энергетических ресурсов.

Приборы, применяемые для проведения инструментальных обследований, должны отвечать следующим требованиям: обеспечить возможность проведения измерений без врезки в обследуемую систему, без остановки работающего оборудования, быть компактными, легкими, надежными, транспортабельными, удобными и простыми в работе, универсальными, надежными, точными и защищенными от внешних воздействий, обеспечивать регистрацию измеряемых показателей в автономном режиме с передачей собранной информации в удобном виде для компьютерной обработки.

5. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ИСТОЧНИКАХ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Среди причин, которые увеличивают расход топлива в котельных, можно выделить следующие: физический и моральный износ котельных установок; отсутствие или плохая работа автоматики; несовершенство газогорелочных устройств; несвоевременная наладка теплового режима котлоагрегата, образование отложений на поверхностях нагрева, плохая теплоизоляция; отсутствие приборов учета расхода энергоносителей; неоптимальная тепловая схема; отсутствие экономайзеров-подогревателей, неплотности газоходов.

В зависимости от типа котельной установки расход условного топлива на 1 Гкал отпущенной тепловой энергии составляет 0,159–0,180 т у. т., что соответствует КПД котла от 87 до 80 %. При работе котельных установок средней и малой мощности на газе КПД (брутто) может быть увеличен до 85÷92 % [35].

Номинальный КПД (брутто) водогрейных котельных установок мощностью менее 10 Гкал/ч, используемых в том числе и в муниципальном секторе теплоэнергетики, составляет при работе на газе величину 89,8:94 %, при работе на мазуте — 86,7÷91,1 %.

Перечень основных мероприятий, приводящих к снижению затрат энергии в источниках тепловой энергии, приведен в настоящей главе. Ниже подробнее рассматриваются некоторые из энергосберегающих мероприятий.

Экономия тепловой энергии за счет глубокой утилизации тепла влажных газов

Одним из способов повышения эффективности использования топлива в топливоиспользующих агрегатах, в том числе в котельных установках, является утилизация тепла уходящих газов (тепловые ВЭР) путем использования рекуперативных, смесительных, комбинированных аппаратов, работающих при различных приемах использования теплоты, содержащейся в уходящих газах.

Известно, что применение рекуперативных теплообменников для снижения температуры уходящих газов из котельной обеспечивает повышение коэффициента использования топлива η : снижение температуры уходящих газов на 15:20 °С при использовании в качестве топлива природного газа соответствует увеличению η на 1 %. В настоящее время температуру уходящих из котла газов принимают не менее 120:130 °С по двум причинам: для исключения конденсации по газоотводящему тракту вплоть до выхода в атмосферу водяных паров; для увеличения естественной тяги, снижающей необходимый напор дымососа.

Влагосодержание продуктов сгорания может составлять 100 и более граммов на килограмм сухого газа. Тепло таких газов можно полезно использовать.

Если при этом происходит конденсация влаги с выделением теплоты конденсации водяных паров, то этот процесс называют глубокой утилизацией тепла влажных газов.

Утилизация теплоты влажных газов дает ряд технических преимуществ: при ее осуществлении используется не только физическая теплота газов, но и теплота конденсации содержащихся в них паров; процесс передачи тепла становится существенно интенсивнее, и для утилизации можно использовать теплообменные аппараты с существенно меньшей поверхностью нагрева; осушение уходящих газов позволяет снижать их температуру до 80÷90 °С без опасности конденсации водяных паров по газоотводящему тракту; при конденсации влаги из продуктов сгорания в ней растворяется часть окисла азота, что положительно влияет на состояние окружающей среды; образовавшийся конденсат можно использовать на технологические нужды.

Использование рекуперативных теплообменников для охлаждения парогазовой смеси, работающих в конденсационном режиме (температура рекуперативной поверхности ниже температуры точки росы), приводит к увеличению η на 1 % уже при снижении температуры уходящих газов на 3÷4 °С.

Расчет систем утилизации влажных газов существенно сложнее, чем обычных тепловых ВЭР, поскольку процесс теплообмена сопровождается процессом массообмена. При этом ошибки в расчетах таких утилизационных установок могут привести к негативным последствиям [4].

На выходе из теплообменников-утилизаторов необходимо поддерживать вполне определенные температуры и концентрации влажных газов, так как нельзя допустить конденсации содержащихся в них паров в дымовых трубах и газоходах.

При нагревании холодных газов возникает возможность обмерзания поверхности теплообмена, которая ухудшает работу теплообменного аппарата и может привести к выходу его из строя.

При расчете систем утилизации влажных газов необходимо решить два вида задач. К первому виду относится определение количества влаги в парогазовых смесях, которое определяет количество тепла, выделяющееся при конденсации, и интенсивность теплообмена при охлаждении газа. Второй вид задач связан с определением площади поверхности теплообмена конденсационных теплообменников-утилизаторов или определением их тепловой нагрузки и параметров теплоносителей на выходе для аппаратов с заданной конструкцией и площадью теплообменной поверхности.

ва вследствие конденсации части водяных паров, для расчета которого можно использовать выражение:

$$\Delta W_w^n = [W_{cr}^{no} + W_{cb}^{no} (\alpha_{yx} - 1)](d'_y - d''_y) \cdot 10^{-3},$$

где: ΔW_w^{Π} — приведенное количество получаемого из продуктов сгорания конденсата; W_{CB}^{PO} — приведенный теоретический расход сухого дутьевого воздуха; $W_{CB}^{PO} = 1,415$; W_{CT}^{PO} — приведенное теоретическое количество сухих продуктов сгорания, $W_{CT}^{PO} = 1,333$; α_{yx} — коэффициент избытка воздуха продуктов сгорания в газоходе перед КТ; d'_y — начальное влагосодержание продуктов сгорания (перед теплоутилизатором), г/кг с. г.; d''_y — влагосодержание насыщенных продуктов сгорания (на выходе из теплоутилизатора), г/кг с. г.

Приведенные характеристики рассчитаны по отношению к низшей теплоте сгорания топлива Q_H^c ккал/м³. Значения d'_y и d''_y могут быть рассчитаны по приближенным формулам Л. Г. Семенюка:

где d_0 — влагосодержание дутьевого воздуха, г/кг с. в.

где t_y'' — температура уходящих продуктов сгорания на выходе из теплоутилизатора, °С.

По величине ΔW_w^n рассчитывается абсолютное количество конденсата ΔW_w , которое может быть получено при охлаждении продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 м³ природного газа. Например, при $\alpha_{yx} = 1,3$; $t_y'' = 40^\circ\text{C}$; $d_{11} = 0,01$ кг/кг с. в. получаем: $d_y' = 0,1053$ кг/кг с.г.; $d_y'' = 0,0465$ кг/кг с.г.; $\Delta W_w^n = 0,10334$. В этом случае при сжигании 1 м³ природного газа с теплотой сгорания $Q_H^c = 8523$ ккал/м³ выделяется абсолютное количество конденсата:

Пример применения конденсационного теплообменника для повышения эффективности использования природного газа в котельных установках показан на рис. 3.5.2.

Продукты сгорания природного газа после котла (1) проходят водяной экономайзер (2), охлаждаются

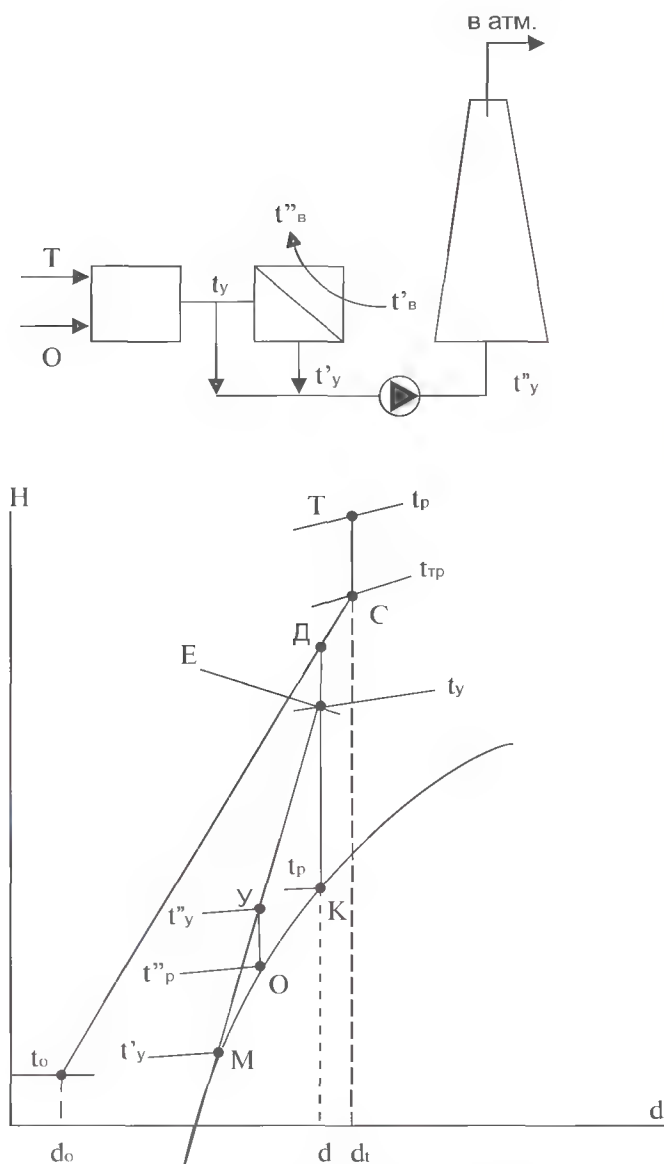


Рис. 3.5.1. Принципиальная схема байпасирования уходящих после котла газов и изображения изменения их состояния в H - d -диаграмме

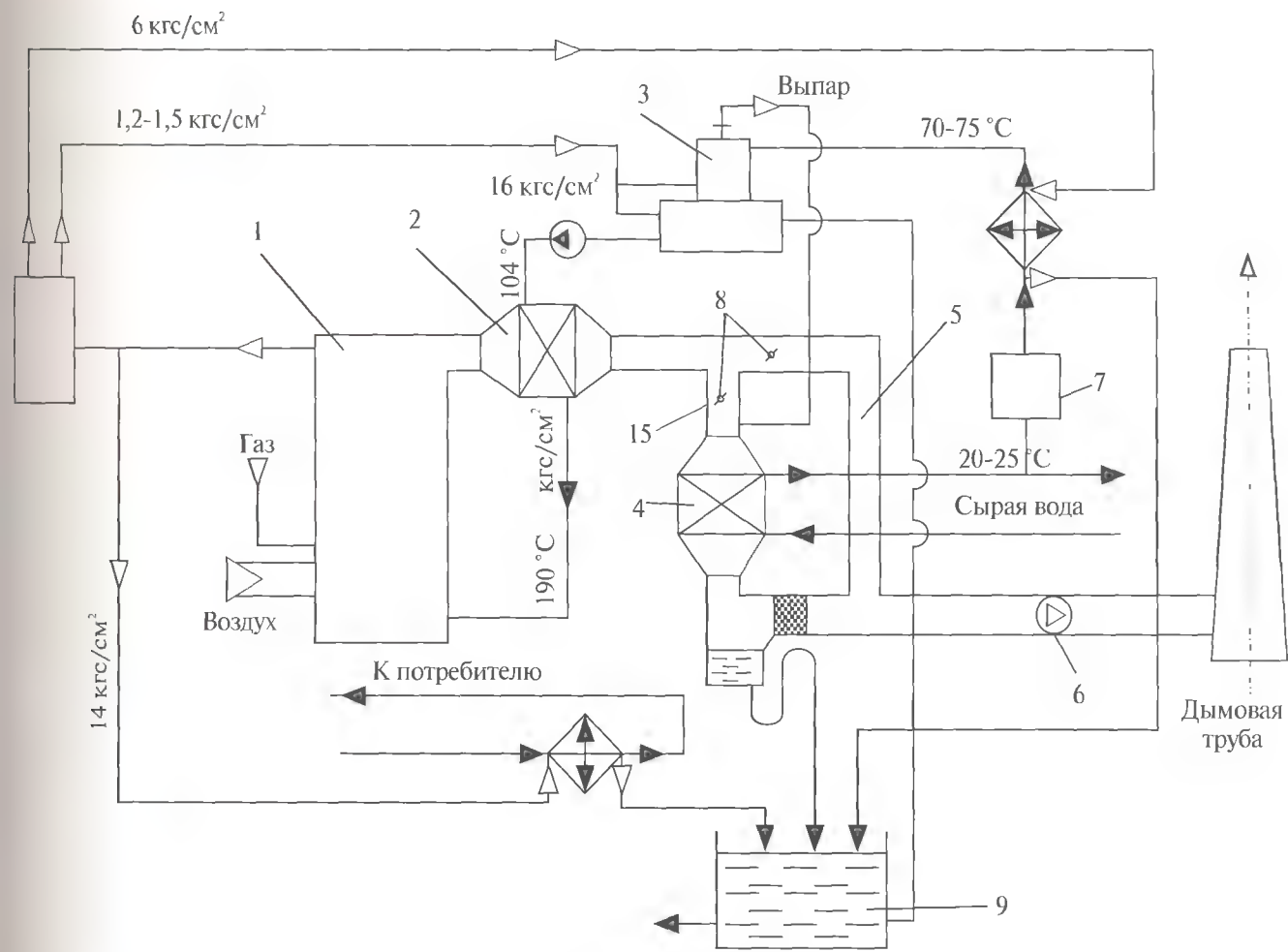


Рис. 3.5.2. Пример применения конденсационного теплообменника для повышения эффективности использования топлива в котельной установке:

1 — котел; 2 — экономайзер; 3 — деаэратор; 4 — теплообменник-утилизатор; 5 — байпас; 6 — дымосос; 7 — химводоподготовка; 8 — регулирующие заслонки; 9 — сборник конденсата

до температуры $135 \div 150^\circ\text{C}$ и затем разделяются на два потока. Приблизительно $70 \div 80\%$ газов направляется по главному газоходу (15) и поступает в конденсационный теплоутилизатор (4) поверхностного типа, остальная — в байпасный газоход (5). В теплоутилизаторе (4) продукты сгорания охлаждаются сырой водой до $35 \div 40^\circ\text{C}$, при этом происходит конденсация части содержащихся в них водяных паров, что позволяет полезно использовать как физическую теплоту дымовых газов, так и скрытую теплоту конденсации части содержащихся в них водяных паров. Охлажденные продукты сгорания после каплеотделителя смешиваются с проходящими по байпасному газоходу (5) неохлажденными продуктами сгорания и при температуре $65 \div 70^\circ\text{C}$ отводятся дымососом (6) через дымовую трубу в атмосферу. Подогретая в конденсационном теплоутилизаторе вода последовательно проходит через систему химводоочистки, кожухотрубный теплообменник, термический деаэратор (3), водяной экономайзер (2) и подается на подпитку в паровой котел (1).

Вырабатываемый в котле (1) пар может поступать в кожухотрубный теплообменник, где в процессе теплообмена конденсируется, а конденсат отводится в сборный конденсатный бак (9). Часть пара направляется в редукционную установку и после понижения давления подается в кожухотрубный теплообменник (4) для подогрева химически очищенной воды, а также в деаэратор для деаэрации подпиточной воды и конденсата, поступающего из бака (11). Подача по трубопроводу выпара деаэратора (3) в основной газоход (15) к теплообменнику-утилизатору (4) позволяет дополнительно интенсифицировать теплообмен за счет конденсации выпара и орошения поверхности теплообменника. Через гидравлический затвор выпар совместно с конденсатом продуктов сгорания поступает в сборник (9) и отводится в сборный из него.

Суммарная экономия энергии определяется снижением температуры уходящих газов $Q_{\text{уя}}$, конденсацией из них водяных паров $Q_{\text{ус}}$, утилизацией теплоты выпара деаэратора $Q_{\text{в}}$, а также использованием теплоты

образовавшегося конденсата для подогрева, например, химочищенной воды на подпитку котла.

Как показала практика реализации подобного предложения на Ульяновской ТЭЦ-3, срок окупаемости проекта составил менее трех лет.

Аналогичное предложение может быть реализовано для теплоснабжения удаленных от ТЭЦ объектов. Ниже проведены оценки для объекта или группы удаленных объектов, теплотребление которых $N = 2,5$ МВт или $2,15$ Гкал/ч.

Средние удельные расходы условного топлива на выработку Гкал в $= 158$ кг у. т./Гкал.

Тогда $B \sim 340$ кг у. т./час или природного газа $B_{\text{пл}} \sim 300$ м³/ч.

При сжигании природного газа образуется парогазовой смеси $V_{\text{пгс}} \sim 11,5$ м³пгс/м³пг или $V_{\text{пгс}} \sim 19,2$ кг пгс/кг пг. При этом $d_{\text{пгс}} \sim 150$ г H₂O/кг сг.

Суммарный расход уходящих газов $V_{\Sigma} \sim 5760$ кг пгс/ч.

При глубоком охлаждении через теплообменник пропускают до $0,8 V_{\Sigma}$.

При $t_{\text{ух}}$ после котла 135 °С без утилизации $t_{\text{росы}} \sim 60$ °С.

При охлаждении $0,8 V_{\Sigma}$ газов до $t = 45$ °С и последующем смешении с $0,2 V_{\Sigma}$ имеющими $t = 135$ °С $t'_{\text{ух}} \sim 63$ °С, а $t'_{\text{росы}} \sim 50$ °С, вода может, например, нагреваться от 15 до 40 °С.

$$\text{Тогда } F \approx \frac{0,8 \cdot V_{\Sigma} c_{\text{ух}} (t_{\text{ух}} - t)}{k \Delta t_{\text{л}}} \approx 50 \text{ м}^2.$$

Экономия энергии только за счет снижения температуры газа составит $0,45$ Гкал, что составит ≈ 18 %.

Перевод паровых котлов в водогрейный режим

Существенному повышению фактических КПД паровых котлов типа ДКВр, ДЕ способствует их перевод в водогрейный режим.

По условиям надежности работы в котлах, проработавших 20 и более лет, снижается рабочее давление до $0,6 : 0,8$ МПа, а реально при эксплуатации на многих котлах поддерживается давление $1 : 2$ атм. Работа паровых котлов на таких низких давлениях отрицательно сказывается на устойчивости циркуляции, из-за снижения температуры насыщения и увеличения доли парообразования в экранных трубах наблюдается интенсивное накипеобразование и увеличивается вероятность перегрева труб. Кроме того, при работе котла на давлении от 1 до 3 атм из-за низкой температуры насыщения необходимо отключать чугунный водяной экономайзер, т. к. там может наблюдаться парообразование, что недопустимо. Эти и другие особенности приводят к тому, что КПД этих паровых котлов не превышает $80 : 82$ %, а в некоторых случаях, когда трубы сильно загрязнены, КПД котла уменьшается до $70 : 75$ %.

Переведенные в водогрейный режим паровые котлы в эксплуатации не уступают специализированным водогрейным, а по ряду показателей и возможностей превосходят их, например, в части:

- доступности для внутреннего осмотра, контроля, ремонта, улавливания шлама и очистки, благодаря наличию барабанов;
- возможности более гибкого регулирования теплотеплопроизводительности (качественного по температуре сетевой воды и количественного по ее расходу в допустимых пределах);
- универсальности конструкции по отношению к выбору теплоносителя, что в основном относится к моноблочным котлам, которые допускают работу как в паровом, так и водогрейном режимах;
- улучшения работы отдельных элементов конструкции, например, труб рециркуляции и обогреваемых опускных трубных пучков, для которых исчезает опасность захвата и сноса пара, в связи с чем открываются возможности для большей форсировки;
- повышения КПД котлоагрегатов с переводом в водогрейный режим от $1,5$ до $10 : 12$ %.

Для блочно-транспортабельных котлов (котлы ДКВр-20-13; КЕ -25-14, ГМ -50-14 и др.) целесообразно применение всех схем [1]:

- прямоточной в части теплонапряженных экранов с верхними и нижними коллекторами при условии направления движения снизу вверх, также в экономайзере и пароперегревателе;
- многократной принудительной в остальной части экранов и первых рядах конвективного пучка;
- интенсифицированной естественной в остальной части трубного пучка, возможность для которой возникает в связи с применением упомянутой выше многократной принудительной циркуляции и использованием побудителей циркуляции.

Одна из схем перевода в водогрейный режим котлов типа ДКВр разработана и реализована «Уралэнергочерметом». По этой схеме в верхнем барабане котла и нижних коллекторах боковых экранов устанавливаются глухие перегородки. Сетевая вода поступает в нижние коллекторы боковых экранов и по всем экраным трубам поднимается в передний отсек верхнего барабана, откуда по перепускным трубам вода направляется в экономайзер, установленный за котлом. После экономайзера вода направляется в задние отсеки нижних коллекторов боковых экранов и из них в нижний барабан котла, а дальше по всем трубам конвективного пучка поступает в задний отсек верхнего барабана. Из этого отсека вода по отводящей трубе направляется в прямую линию теплосети. К достоинству этой схемы можно отнести поступление обратной сетевой воды в экранные трубы топочной камеры, что снижает вероятность парообразования в зоне высоких температур продуктов сгорания. Недостатком

схемы являются низкие скорости движения воды в конвективном пучке (0,05 м/с), что может привести к образованию локальных паровых пробок в трубах пучка и, как следствие, к их перегосу.

Схема, приведенная на рис. 3.5.3, увеличивает надежность работы котла в водогрейном режиме и снижает затраты на проведение реконструкции. В предлагаемой схеме обратная сетевая вода поступает в чугунный экономайзер. При этом часть воды пропускается по байпасному трубопроводу, после чего оба потока смешиваются и направляются в тыльную часть верхнего барабана. Далее вода совершает многократное подъемно-опускное движение в трубах котельного конвективного пучка и экранных трубах. Для организации этого движения в верхнем и нижнем барабанах установлены перегородки. Для удобства монтажа и проведения ремонта перегородки имеют съемные крышки (люки), через которые осуществляется допуск во все отсеки верхнего и нижнего барабанов во время ремонта или осмотра котла.

Доказано, что в испарительном конвективном пучке котла должно быть три подъемных и три опускных хода движения воды. По мере увеличения температуры газов скорость движения воды увеличивается как при опускном, так и при подъемном ее движении. В верхнем барабане устанавливаются 4 перегородки, в нижнем — 2. При этом скорость воды в разных отсеках колеблется от 0,174 м/с (второй ход воды) до 0,882 м/с (седьмой ход воды). В боковых экранах организуется два хода — один ход с подъемным движением воды, другой — с опускным движением.

Нижние отверстия в перегородках служат для организации периодической продувки и удаления шлама из верхнего и нижнего барабанов. Для продувки

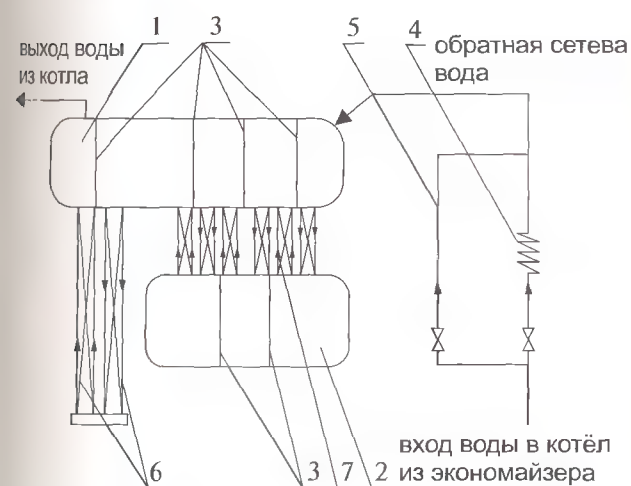


Рис. 3.5.3. Принципиальная схема движения воды в реконструированном котле ДКВр-6,5/13

1 — верхний барабан; 2 — нижний барабан; 3 — разделительная перегородка с люком; 4 — экономайзер; 5 — байпас; 6 — боковой экран; 7 — кипятильный пучок

из верхнего барабана можно использовать отключенные опускные трубопроводы в передней части котла. В нижнем барабане используется штатный трубопровод периодической продувки Ду 32.

В работе [3] показано, что перевод котла ДКВр-6,5/13 по предлагаемой схеме позволил, при сохранении штатных горелок, дымососа и вентилятора, увеличить тепловую мощность котлов с 4,5 МВт до 6,2 МВт и обеспечить КПД котла при этой максимальной нагрузке 93,5 %.

Для избежания кислородной коррозии труб конвективных пучков температура воды на входе в котел должна быть не менее 50 °С. Для этого необходимо предусмотреть насос рециркуляции, обеспечивающий подачу части воды из прямой магистрали на вход в котел при снижении температурного графика сети.

При работе котла на максимальной нагрузке в 6,2 МВт и температуре воды на входе и выходе из котла соответственно равной 70 и 110 °С коэффициент избытка воздуха в топке должен быть равным 1,1, а при температуре воды, соответственно, равной 50 и 90 °С коэффициент избытка воздуха в топке должен быть равным 1,2.

При работе на минимальной нагрузке 3,1 МВт и температуре воды на входе и выходе из котла, соответственно равной 60 и 80 °С коэффициент избытка воздуха в топке должен быть равным 1,5. Увеличение коэффициента избытка воздуха до 1,2 и даже до 1,5 объясняется необходимостью поддерживать температуру уходящих газов не ниже 90÷80 °С для избежания интенсивного выпадения конденсата на трубах экономайзера и далее в газоходе до дымовой трубы.

При переводе паровых котлов на водогрейный режим работы, в результате чего повышается КПД котлов, годовая экономия энергоресурсов ΔB_y , т у. т., определяется:

$$\Delta B_y = \frac{Q(\eta_{k2} - \eta_{k1})}{29,31 \cdot \eta_{k1} \cdot \eta_{k2}}, \quad (3.5.4)$$

где: η_{k1} , η_{k2} — соответственно КПД парового котла и котла, переведенного на водогрейный режим, отн. ед.

Величина КПД котла зависит от температуры питательной воды. При повышении температуры питательной воды снижается расход топлива ΔB_y , кг у. т.:

$$\Delta B_y = \frac{D(h_{\text{п}} - h_{\text{пв}}) + G_{\text{пр}}(h_{\text{кв}} - h_{\text{пв}})}{29,31 \cdot \eta_{\text{к}}}, \quad (3.5.5)$$

где: D — расход пара, кг/с; $h_{\text{пв}}$ — энтальпия питательной воды, кДж/кг; $h_{\text{п}}$ — энтальпия пара, кДж/кг; $G_{\text{пр}}$ — расход продувочной воды, кг/с; $h_{\text{кв}}$ — энтальпия котловой воды, кДж/кг; $\eta_{\text{к}}$ — КПД котлоагрегата, отн. ед.

Рациональное распределение нагрузки между несколькими одновременно работающими котлами

Поскольку зависимости КПД котлов, расходов условного топлива от производительности (см. рис. 3.5.4) индивидуальны для различных модификаций конструкций котлов, сроков их эксплуатации, то рациональным распределением нагрузки между двумя и более котлами можно влиять на суммарные энергозатраты котельной [14].

Для водогрейной котельной в качестве нагрузки принимают часовую теплопроизводительность Q , а для паровой — часовую выработку пара D .

При рациональном с точки зрения минимума энергозатрат распределении нагрузки исходят из условия:

$$\frac{dB_1}{dD_1} = \frac{dB_2}{dD_2} = \dots = \frac{dB_n}{dD_n} \quad (3.5.5)$$

Данное уравнение показывает, что минимальный суммарный расход топлива котельной будет при условии равенства первых производных, взятых по нагрузке каждого котла. Геометрический смысл этого уравнения заключается в том, что углы наклона касательных к кривым

$$B_1 = f_1(D_1) \text{ и } B_2 = f_2(D_2)$$

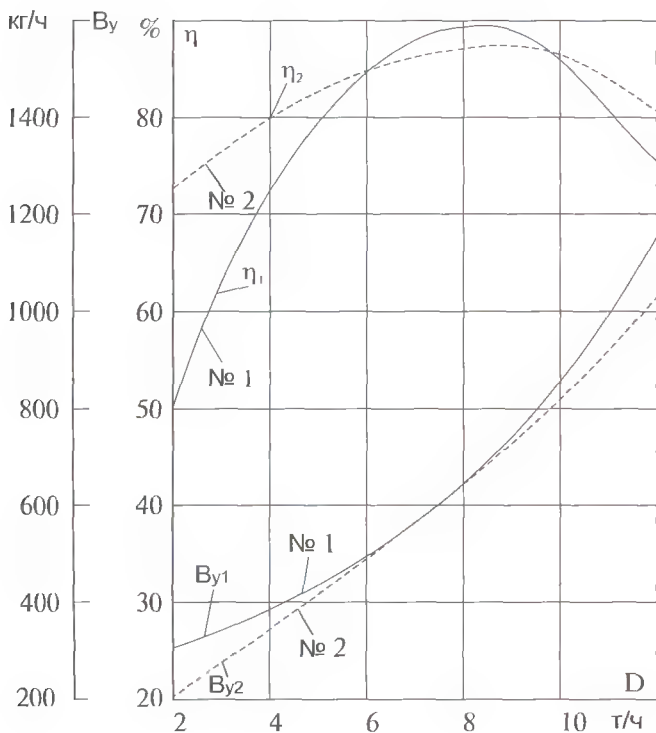


Рис. 3.5.4. Зависимость КПД и расхода условного топлива от нагрузки котла

для оптимального распределения нагрузки между котлами должны быть равны при одинаковых нагрузках. Производные в уравнении можно заменить отношениями приращений расхода топлива к приращению нагрузки соответствующего котла. Тогда условие минимального суммарного расхода топлива примет вид:

$$\frac{\Delta B_1}{\Delta D_1} = \frac{\Delta B_2}{\Delta D_2} = \dots = \frac{\Delta B_n}{\Delta D_n} \quad (3)$$

Наиболее выгодное распределение суммарной нагрузки между котлами будет при условии равенства относительных приростов расхода топлива.

Допустим, в котельной установлено два котла № 1 и № 2, принципиальные виды зависимостей

$$\eta = f(D) \text{ и } B = f(D)$$

для которых приведены на рис. 3.5.4.

Для выбора рационального распределения нагрузки между ними графическим способом строят последовательно зависимости

$$\frac{\Delta B}{\Delta D} = f(D)$$

(см. рис. 3.5.5) и

$$D_1 = f(D_\Sigma), D_2 = f(D_\Sigma)$$

(см. рис. 3.5.6).

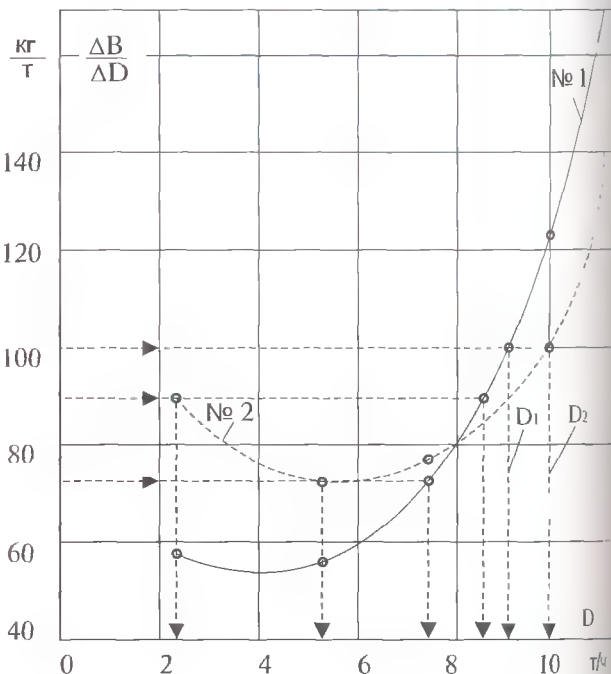


Рис. 3.5.5. Зависимость относительного прироста топлива от нагрузки котла

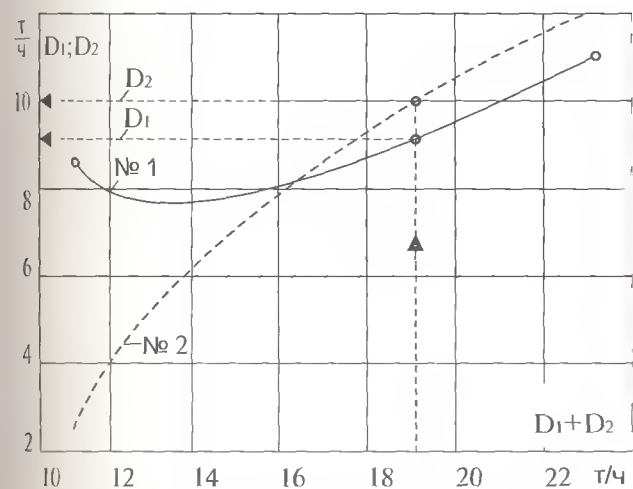


Рис. 3.5.6. Наивыгодное распределение нагрузки между работающими котлами

Из последнего при заданной D_2 графически определяют D_1 и D_2 .

Редуцирование пара с одновременной выработкой электрической энергии

Редукционно-охладительные установки (РОУ) предназначены для снижения давления пара с одновременным снижением его температуры путем распыления воды до параметров, необходимых для технологии.

Такое редуцирование параметров пара в РОУ нерационально с точки зрения термодинамики, т. к. сопровождается необратимыми потерями энергии.

Одним из возможных практических вариантов использования потенциальной энергии пара с одновременным снижением его давления и температуры является применение паросиловых установок типа ПРОМ.

Паросиловой энергоагрегат, включающий паровую роторную объемную машину ПРОМ с противодавлением и синхронный электрогенератор, предназначен для производства электроэнергии на паре давлением до 2,4 МПа и температурой до 250 °С.

Параметры пара на входе и на выходе паровой машины выбираются в зависимости от технологических условий.

Паровые роторные объемные машины могут быть использованы в качестве регулируемого механического привода рабочих машин (насосов, вентиляторов, дымососов, компрессоров и пр.).

В состав энергоагрегата входят: паровая роторная объемная машина; электрогенератор; опорная рама; соединительная муфта; маслосистема с масляно-водяным радиатором; силовой щит; блок системы

автоматического управления и защиты; выносной пульт управления.

Время готовности паросиловой установки к приему номинальной нагрузки составляет из холодного состояния — 10 мин.; из горячего состояния — 1 мин.

Малые габариты установок делают несущественными вопросы их размещения. Влажный пар на выходе ($T \approx 100$ °С) может быть утилизирован в баках сбора пароконденсатной смеси открытого типа.

Энергогенераторы на основе паровых роторных объемных машин (ПРОМ) могут эксплуатироваться как в режиме постоянного использования для рационального снижения избыточного давления с выработкой электрической энергии, так и для компенсации изменений производства-потребления в системе пароснабжения предприятия.

Паровой привод на базе роторных объемных машин, производимых корпорацией РОЭЛ, обеспечивает возможность плавной регулировки частоты оборотов в диапазоне от 0 до 1500 об/мин. Последнее обстоятельство особенно важно для эффективного управления теплосъемом в зависимости от погодных условий.

Для определения экономии энергии при снижении давления пара от параметров в барабане котла до требуемых по технологии можно воспользоваться диаграммой (см. рис. 3.5.7).

Наличие до 50÷60 т/час избыточного количества пара $P = 1,0 \div 1,30$ МПа и снижение его давления в паровых винтовых машинах позволит получать от 3,3 до 5÷7 млн кВт · час/год электроэнергии.

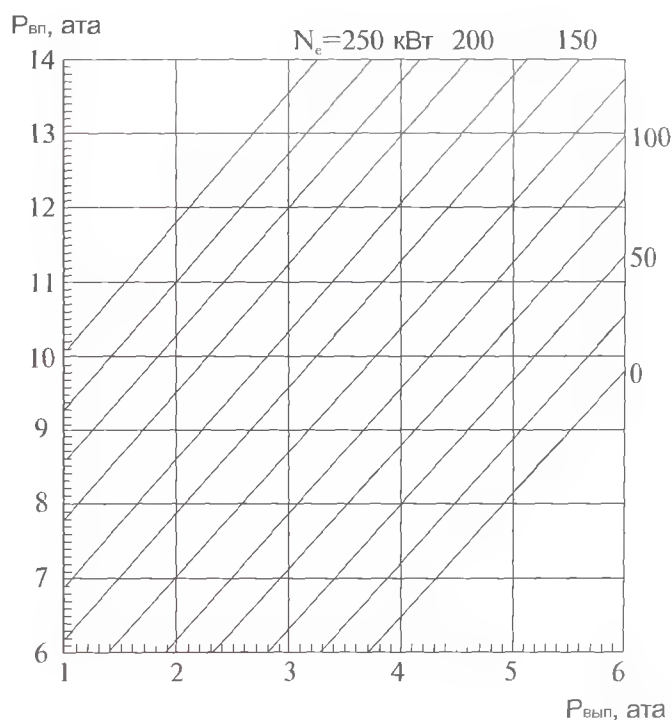


Рис. 3.5.7

Использование тепловой энергии непрерывной продувки котлов [15]

При избыточном давлении пара $P_{к.изб} = 1,3 \div 1,6$ МПа, наиболее распространенном в отопительно-производственных котельных, каждый процент продувки, если тепловая энергия ее не используется, увеличивает расход топлива примерно на 0,30 %, а при давлении 2,3 МПа — на 0,36 %. При максимально допустимой расчетной продувке по сухому остатку 10 %, установленной для котлов с давлением до 1,3 МПа нормами, и без использования тепловой энергии продувочной воды потери топлива могут превысить 3 % общего расхода.

Без использования тепловой энергии продувочной воды годовая потеря условного топлива составит:

$$\Delta B' = \frac{D_k \tau p_{II} (h_{кв} - h_{ив})}{100 \cdot 4 \cdot 187 \cdot 7000 \eta_{ку}^{бр}}, \quad (3.5.3)$$

где: D_k — установленная паропроизводительность котельной, т/ч; τ — годовое число часов использования установленной паропроизводительности котельной; $\eta_{ку}^{бр}$ — среднегодовой эксплуатационный КПД котельной установки; p_{II} — продувка в процентах от паропроизводительности; $h_{кв}$ и $h_{ив}$ — удельные энтальпии котловой и исходной воды на вводе в котельную, кДж/кг.

Для использования тепловой энергии непрерывной продувки устанавливают сепаратор и теплообменник (см. рис. 3.5.8).

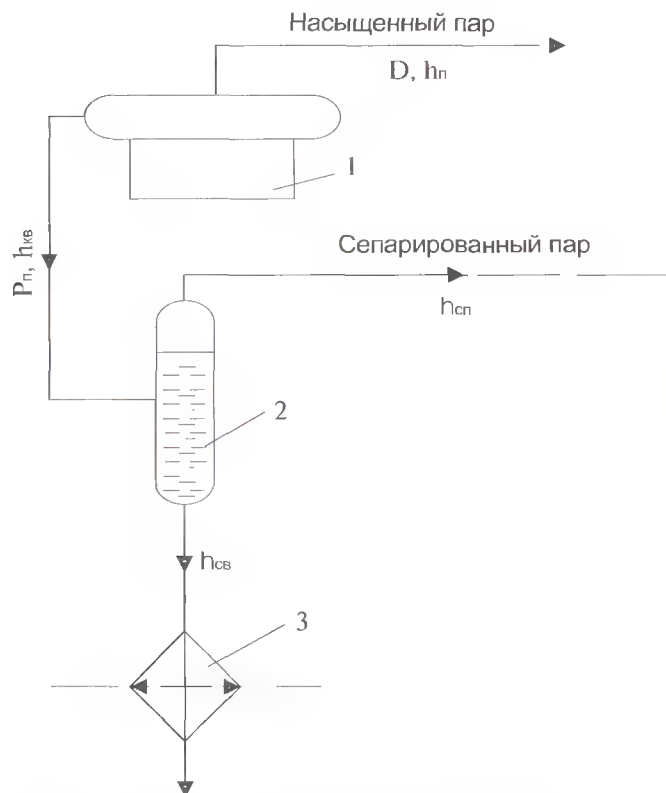


Рис. 3.5.8. Схема использования тепловой энергии непрерывной продувки:

1 — котел, 2 — сепаратор, 3 — теплообменник

Годовая экономия условного топлива при использовании тепловой энергии продувочной воды с установкой сепаратора и теплообменника составит:

$$\Delta B = \frac{D_k \tau p_{II} [\beta (h_{сп} - h_{ив}) + (1 - \beta) (h_{св} - h_{сп})]}{100 \cdot 4 \cdot 187 \cdot 7000 \eta_{ка}^{бр}},$$

где: $h_{св}$ — удельная энтальпия сепарированной воды, кДж/кг; t_c — температура сепарированной воды после теплообменника, принимаемая обычно равной 40 °С; $h_{св} = h_c = c_c t_c \cdot \beta$ — доля сепарированного пара (см. табл. 3.5.2); $h_{сп}$ — удельная энтальпия сепарированного пара, кДж/кг.

$$\beta = \frac{h_{кв} - h_{св}}{h_{сп} - h_{св}}.$$

Таблица 3.5.1

Значения β , φ' (при установке сепаратора и теплообменника) и φ'' (при установке сепаратора)

$P_{к.изб}$, МПа	$h_{к.в}$, кДж/кг	β						φ'		φ''	
		при избыточном давлении в сепараторе, МПа									
		0,02	0,07	0,02	0,07	0,02	0,07	0,02	0,07	0,02	0,07
1,0	777	0,152	0,134	0,875	0,872	0,558	0,492				
1,3	826	0,173	0,156	0,890	0,885	0,595	0,536				
2,3	947	0,227	0,210	0,910	0,905	0,672	0,625				

Количество сепарированного пара:

$$D_c = \frac{G_{пр} (t_{кв} - t_{св})}{h_{сп} - h_{св}}. \quad (3.5.4)$$

Объем парового пространства сепаратора:

$$V_{II} = \frac{D_c V}{R},$$

где: v — удельный объем пара при принятом давлении в расширителе; R — допустимое напряжение парового объема; $R = 800 - 1000 \text{ м}^3 / (\text{м}^3 \cdot \text{ч})$. Объем сепаратора $V_c = 1,43 V_{II}$.

Установка сепараторов может быть многоступенчатой.

Степень использования тепла продувочной воды может быть охарактеризована коэффициентом использования φ . При установке сепаратора и теплообменника φ определяется по формуле:

$$\Delta \varphi = \frac{\beta (h_{сп} - h_{ив}) + (1 - \beta) (h_{св} - h_{сп})}{h_{кв} - h_{ив}}. \quad (3.5.5)$$

Геометрические размеры аппаратов

Основные параметры	Диаметр условного прохода Ду, мм					
	Ду 25	Ду 40	Ду 50	Ду 65	Ду 80	Ду 100
Номинальная тепловая мощность, МВт (Гкал/ч)	0,47 (0,4)	1,4 (1,2)	2,33 (2,0)	3,72 (3,2)	5,6 (4,8)	9,3 (8,0)
Производительность, м ³ /ч	До 5	До 15	До 25	До 40	До 60	До 100
Номинальный расход пара, т/ч	0,66	2,2	3,06	4,8	7,3	12,3
Масса аппаратов, кг	9	15	22	30	34	45
Габаритные данные L x H, мм	183 x 153	243 x 198	263 x 230	282 x 255	302 x 258	332 x 286

Если установлен только сепаратор, при расчете по этой формуле принимают $h_{с.в} = h_c$, т. е. второй член в числителе равен нулю (см. табл. 3.5.2).

Использование «фисоник»-технологий

Инновационной компанией «Фисоник» разработан высокоэффективный контактный подогреватель «Фисоник» на основе транзвуковых струйных технологий.

Аппарат «Фисоник» — это тепловая машина, использующая энергию пара для нагрева и перекачивания жидкости без применения дополнительных источников энергии. Его работа основана на использовании явления повышенной сжимаемости сверхзвукового однородного двухфазного потока по сравнению со сжимаемостью каждой из его фаз в отдельности.

Рабочим телом является пар, а транспортируемой средой — жидкость. Транзвуковой струйный аппарат (ТСА) позволяет получить на выходе давление выше, чем давление транспортируемой среды.

По сути дела, данный аппарат является аналогом пароструйных насосов, паровых инжекторов и элеваторов, широко применяемых в теплоэнергетике (см. рис. 3.5.9).

Преимущества ТСА как теплообменника заключаются в следующем: простота конструкции и эксплуата-

ции; малые габариты и вес; высокая экономичность (экономия 10÷35 % годового расхода топлива за счет контактного нагрева воды, экономия электроэнергии на 50÷100 % за счет исключения из работы или снижения мощности сетевых насосов); низкие капитальные затраты при использовании устройства; высокая надежность и долговечность; удобство и простота обслуживания, включая ремонтпригодность; широкая область применения; большой диапазон регулирования внешней нагрузки; возможность выполнять наряду с функцией теплообменника функции насоса во всем диапазоне нагрузок при использовании устройства в системах отопления и горячего водоснабжения.

Малые габариты ТСА (от 183×153 до 332×286 мм) позволяют сокращать производственные площади в 10 и более раз, а также снизить капитальные затраты на перевооружение и модернизацию отдельных участков и систем энергетического комплекса.

Величина экономии тепловой энергии при установке аппаратов «Фисоник» рассчитывается следующим образом:

$$\Delta G_{\Pi} = G_{\Pi}^T - G_{\Pi}, \quad (3.5.14)$$

где: G_{Π}^T — расход пара на пароводяной теплообменник в традиционной системе, т/ч; G_{Π} — расход пара на аппарат «Фисоник», т/ч.

Расход пара пароводяным теплообменником определяется по формуле:

$$G_{\Pi}^T = \frac{G_B \times C_p \times (t_1 - t_2)}{k \times (h'' - C_p \times t_k)}, \quad (3.5.15)$$

где: G_B — расход воды через теплообменник, т/ч; t_1 — температура воды за теплообменником, °С; t_2 — температура воды перед теплообменником, °С; h'' — энтальпия пара, поступающего на теплообменник, ккал/кг; k — КПД пароводяного теплообменника; t_k —

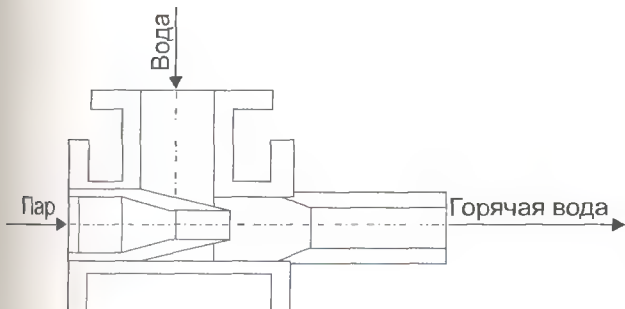


Рис. 3.5.9. Схема транззвукового струйного аппарата (ТСА) «Фисоник»

температура конденсата, °C; C_p — теплоемкость воды при постоянном давлении, ккал/кг-град.

Расход пара аппаратом «Фисоник» определяется по формуле:

$$G_{\Pi} = \frac{G_B \times C_p \times (t_{\text{вых}} - t_{\text{вх}})}{h'' - C_p \times t_{\text{вх}}}, \quad (3.5.16)$$

где: $t_{\text{вых}}$ — температура воды на выходе из аппарата «Фисоник», °C; $t_{\text{вх}}$ — температура воды на входе в аппарат «Фисоник», °C.

Расчет по укрупненным показателям экономической эффективности мероприятий по установке аппаратов «Фисоник» показывает, что срок окупаемости этого мероприятия составляет приблизительно два отопительных сезона.

Возможны такие соотношения стоимости тепла, электроэнергии и подготовки воды, что срок окупаемости будет менее одного отопительного сезона.

Аппараты ТСА успешно работают, в частности, на ОАО «Адмиралтейские верфи», ОАО «Северсталь», ОАО «Уралкабель», ОАО «Казаньоргсинтез», АО «Серпуховхлеб», котельная ЖКХ г. Жигулевска (Самарская обл.), котельная пос. Микунь (Республика Коми), МУП ЖКХ пос. Мишкино (Курганская обл.), ОАО «Свердловская ТЭЦ», Урусинская ГРЭС, Заинская ГРЭС и др.

Ниже приведены принципиальные типовые схемы установки аппаратов «Фисоник» в системе теплоснабжения. Как видно из рисунков, тепловой блок фактически заменяет собой бойлерную установку. Использование аппарата «Фисоник» позволяет также существенно снизить гидравлическое сопротивление сети, что, несомненно, положительно отражается на энергопотреблении.

Кроме функции теплообменника и насоса, устройство одновременно может выполнять функции смесителя, гомогенизатора, дозатора, пастеризатора, деаэратора (дегазатора), вакуумного насоса и др.

В настоящее время разработаны трансзвуковые модули компаундирования жидкостей в потоке, пред-

назначенные для смешивания нескольких составных частей основных компонентов грубой смеси, в частности, смеси бензинов и кислородосодержащих добавок с последующей гомогенизацией готового продукта. Подобные модули могут применяться на предприятиях нефтехимической и других отраслей промышленности.

Однако при использовании аппаратов «Фисоник» в системах централизованного теплоснабжения следует помнить, что характеристики инжекторов очень чувствительны к изменению параметров греющего, нагреваемого и смешиваемого потоков. Под характеристиками понимается зависимость какого-либо режимного параметра одного из трех взаимодействующих потоков от параметра другого потока.

При качественном регулировании система теплоснабжения требует поддержания практически постоянного гидравлического режима (небольшие колебания расхода сетевой воды $\pm 10\%$ возможны из-за переменной нагрузки горячего водоснабжения, если таковая имеется). Регулирование отпуска тепла производится в системе в соответствии с принятым температурным графиком. Расход сетевой воды в отопительный сезон должен сохраняться постоянным.

При использовании «Фисоника», совмещающего нагрев сетевой воды с повышением ее напора, гидравлический и тепловой режимы системы оказываются взаимосвязанными (в отличие от традиционного решения системы с применением циркуляционных сетевых насосов). Вследствие этого давление (и, соответственно, расход) сетевой нагретой воды на выходе «Фисоника» будет изменяться. Из-за переменного расхода воды температура на выходе системы теплоснабжения не будет соответствовать температурному графику, рассчитанному для постоянного расхода воды. Для того чтобы сохранить постоянный расход сетевой воды, инжектор должен быть оснащен дополнительным насосом с электроприводом и достаточно сложной автоматикой.

К числу прочих проблем, связанных с применением инжекторов («Фисоников») вместо традиционных схем с бойлерами, относятся: повышенные требования к гидравлической прочности (практически не до-

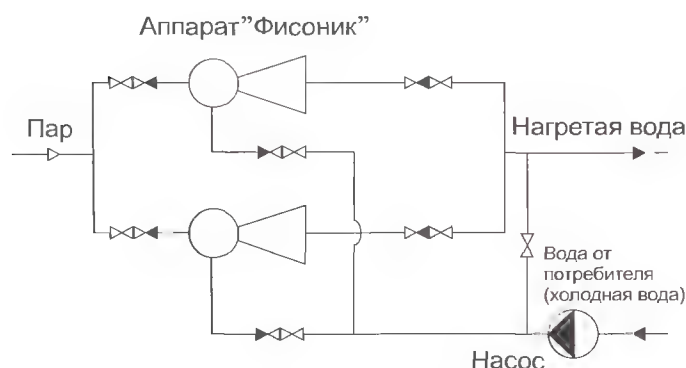


Рис. 3.5.10. Схема установки ТСА при давлениях пара 4: 10 ата и необходимости достижения температур воды $>95^\circ\text{C}$

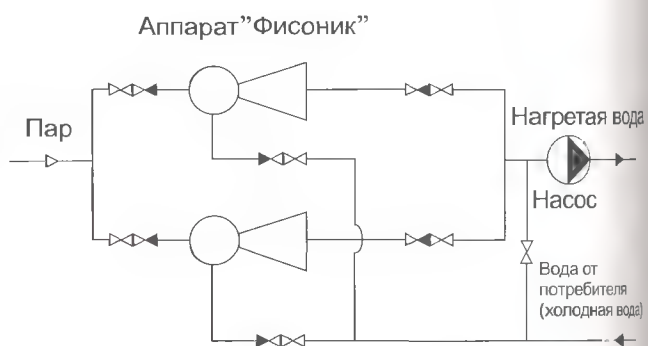


Рис. 3.5.11. Схема установки ТСА при давлениях пара до 4 ата и выходных температурах до 95°C

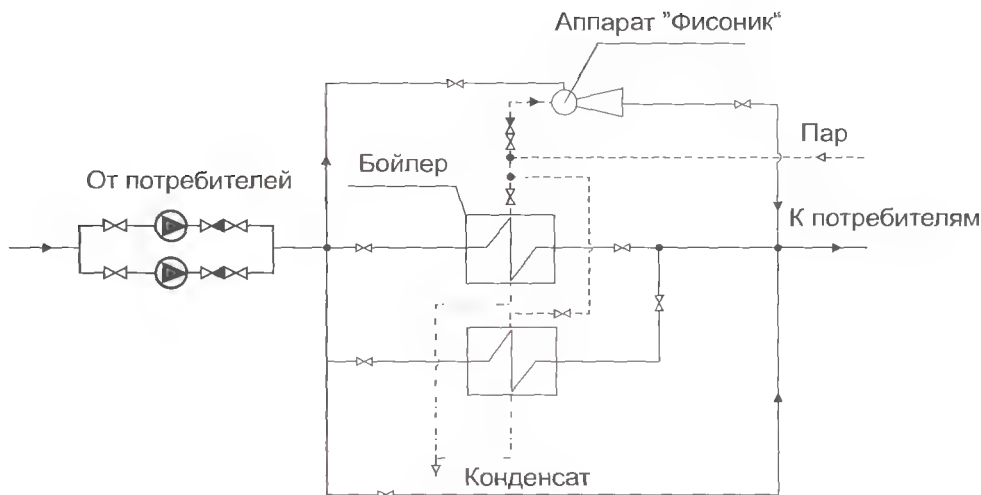


Рис. 3.5.12. Схема включения резервного аппарата «Фисоник» параллельно существующим бойлерам

жно быть утечек, так как иначе возрастает нагрузка на химводоочистку в котельной, а экономические выгоды значительно снижаются или даже переходят в потери); вероятность резкого повышения коррозионной активности теплоносителя в трубах системы теплоснабжения; работа предлагаемой системы теплоснабжения происходит на чистом конденсате, который после потребителей должен поступать на деаэрационную установку; в расширительных баках систем отопления зданий неизбежно насыщение конденсата кислородом, что при низких значениях pH конденсата резко повышает его коррозионную активность; во избежание этого необходимо периодически проводить химконтроль качества конденсата и обрабатывать его химреактивами, повышающими pH; ввиду более сложной в эксплуатации системы регулиро-

вания режимов работы повышаются требования к квалификации обслуживающего персонала, что также повышает эксплуатационные расходы.

Серийное производство оборудования «Фисоник» налажено на заводе «ЗЭиМ», г. Чебоксары, и на ряде других уполномоченных «ИК Фисоник» российских заводов. Аппараты сертифицированы Госстандартом России — Сертификат соответствия № РОСС RU. АЯ04. В03035, Сертификат качества EN ISO 9001, выданный TUV CERT, и имеют Гигиенический сертификат Министерства здравоохранения России.

Пример технико-экономического обоснования применения аппаратов «Фисоник» в системе теплоснабжения и схема установки этих аппаратов в котельной мощностью 5,6 МВт, выполненные «ИК Фисоник», приведены на CD-диске.

6. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ТРАНСПОРТЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

К основным направлениям энергосбережения при распределении тепловой энергии относятся:

- оптимальные с точки зрения затрат на теряемую тепловую энергию и затрат на изоляцию толщина и материал изоляции трубопровода;
- наличие влагоизолирующего слоя на внешней поверхности изоляции, предотвращающего попадание капельной влаги в изоляцию;
- снижение увлажнения изоляции за счет адсорбции водяных паров из окружающей среды;
- снижение прямых утечек теплоносителя за счет негерметичности трубопроводов и их соединений;
- изоляция арматуры и фланцевых соединений на трубопроводах;
- снижение гидравлических сопротивлений водяных тепловых сетей за счет снижения отложений на внутренних стенках трубопроводов.

Ниже рассматриваются некоторые из вышеприведенных энергосберегающих мероприятий.

Оптимальное сопротивление теплопередаче [32]

Поскольку экономия тепловой энергии приводит к уменьшению финансовых затрат, а изоляционные работы к увеличению последних, то следует для конкретных условий вычислять оптимальную толщину изоляции трубопроводов.

Оптимальная толщина изоляции зависит от ряда факторов: стоимости единицы тепла, продолжительности годовой работы, температуры и диаметра теплопровода, стоимости изоляции и ее монтажа, температуры и скорости движения окружающего воздуха.

Ниже приведена методика расчета оптимальной толщины изоляции.

Приведенные затраты, руб./м²:

$$\Pi = C_e + \frac{(t_v - t_{от.пер}) z_{от.пер} \cdot 24 m C_T A \cdot 10^6}{R_0^{np} E_H}, \quad (3.6.1)$$

где: C_e — единовременные затраты; $z_{от.пер}$ — продолжительность отопительного периода, сутки; m — 1,05 коэффициент, учитывающий инфляцию; C_T — стоимость тепловой энергии; $A = 3,6$, если руб./ГДж и

$A = 0,86$, если руб./Гкал. Единовременные затраты $C_e = 1.25 [(Ц + T) k + C_M]$, где $Ц$ — оптовая цена конструкций, руб./м²; T — стоимость погрузо-разгрузочных работ; k — 1,02 коэффициент, учитывающий складские расходы; C_M — стоимость монтажа; R_0^{np} — приведенное термическое сопротивление. Построив зависимость $\Pi = f(R_0^{np})$, определяют Π_{min} , что соответствует $R_0^{экон}$.

Сроки окупаемости нанесения тепловой изоляции, как правило, не превышают 4 : 5 месяцев.

Поскольку не все потребители тепловой энергии (в первую очередь, пара) имеют счетчики тепловой энергии (или хотя бы расхода пара), можно лишь ориентировочно полагать, что тепловые потери на теплопроводах составляют не более 6÷7 %.

Влияние увлажнения изоляции и грунта на тепловые потери теплотрасс [10]

Увеличенные в 2 : 5 раз по сравнению с нормативными тепловые потери могут объясняться увлажнением изоляции ($w_{и}$) и грунта (w_r). Так, увеличение объемной влажности грунта w_r от 0 до 50 % при $w_{и} = 0$ % вызывает рост тепловых потерь в 1,83, при $w_{и} = 15$ % — в 2,08, при влажности изоляции $w_{и} = 30$ % — в 2,16 раза. Повышение w_r от 0 до 30 % при $w_{и} = 4$ % влечет за собой увеличение тепловых потерь в 2,24; при $w_{и} = 8$ % — в 2,52; при $w_{и} = 12$ % — в 2,56 раза.

Расчетные сравнения линейных тепловых потоков с поверхности минватной изоляции при различной степени ее увлажнения и ППУ-изоляцией для традиционных конструкций непроходных каналов показаны на рис. 3.6.1. [20].

Расчеты тепловых потерь теплопроводов для температурных графиков 95 : 70 °С и 150 : 70 °С при укладке в непроходных каналах с воздушным зазором для технологии «труба в трубе» с пенополиуретановой теплоизоляцией и гидроизоляцией оболочками из полиэтилена, а также для теплоизоляции минватой абсолютно сухой, массовой влажностью 4 и 20 %, показаны на рис. 3.6.2.

Ориентировочные значения увеличения тепловых потерь по сравнению с нормативными (K) показаны в табл. 3.6.1.

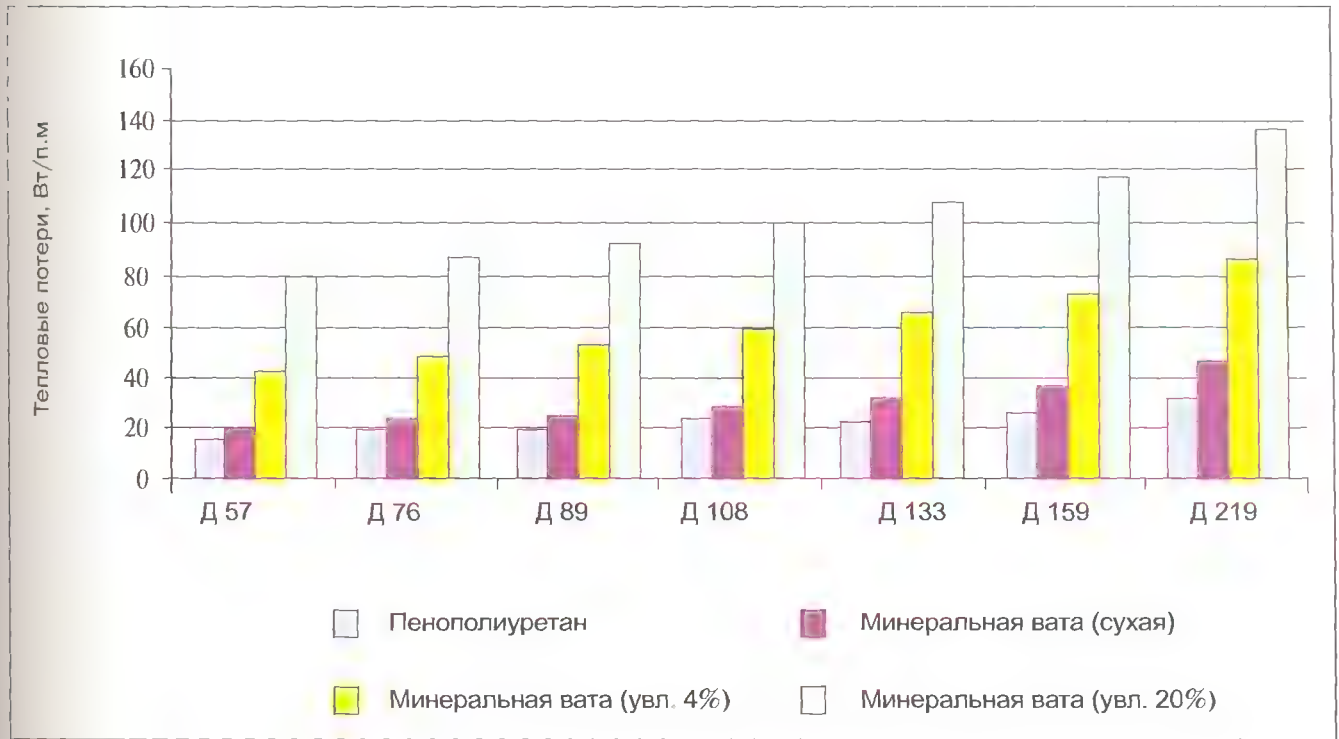


Рис. 3.6.1. Тепловые потери прямым теплопроводом различного условного диаметра Д (режим 95÷70 °С)

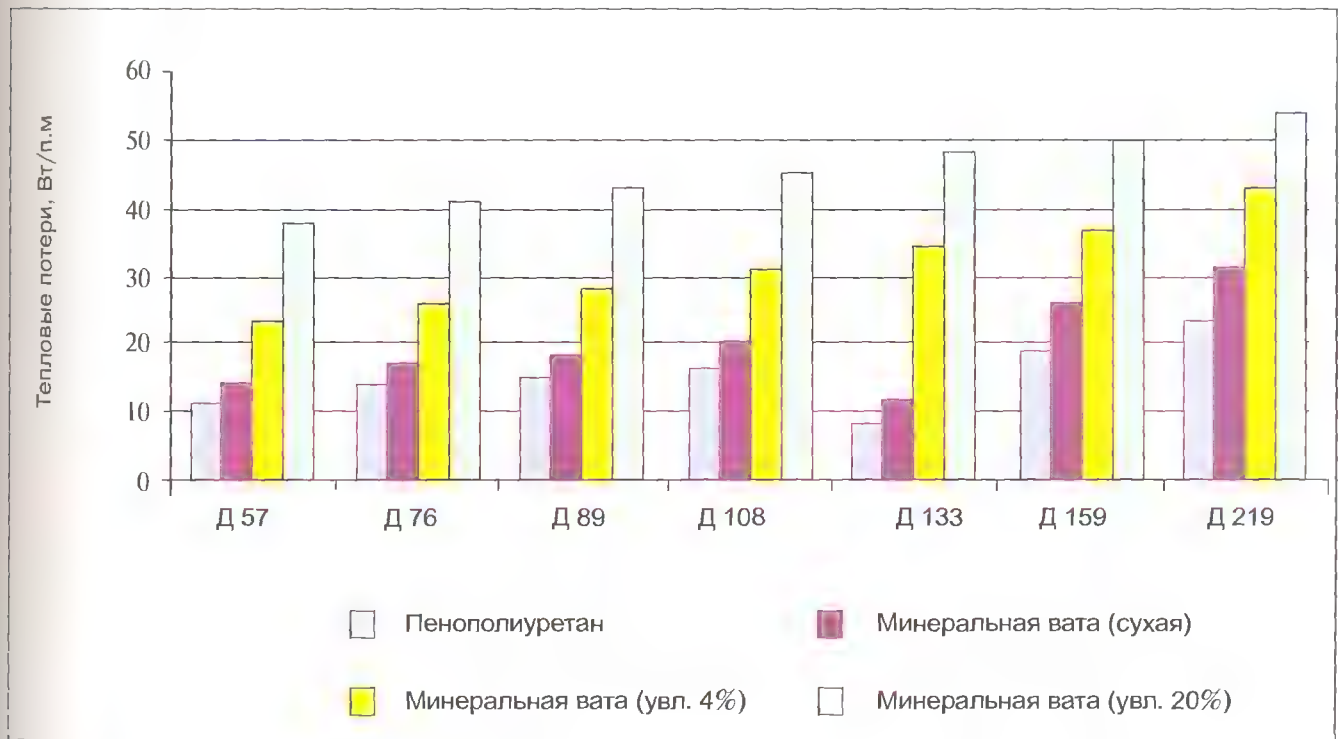


Рис. 3.6.2. Тепловые потери обратным теплопроводом различного условного диаметра Д (режим 95÷70 °С)

Результаты расчета сверхнормативных потерь тепла со 100 пог. м теплотрассы за отопительный период в зависимости от состояния тепловой изоляции для расчетных условий

№ п/п	Техническое состояние тепловой изоляции, условия эксплуатации	K	Удельные сверхнормативные потери через тепловую изоляцию, Гкал/100 м, за отопительный период			
			для диаметра, мм			
			300	400	500	600
1.	Незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционных конструкций	1,4	33,5	40,6	48,8	54,2
2.	Уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,7	58,7	71,1	85,3	94,8
3.	Частичное разрушение тепловой изоляции, уплотнение основного слоя изоляции на 30–50 %	1,9	75,4	91,4	109,7	121,9
4.	Уплотнение основного слоя изоляции на 75 %	3,5	209,5	254	304,8	338,5
5.	Незначительное увлажнение изоляции на 10–15 %	1,5	41,9	0,8	61	67,7
6.	Увлажнение изоляции на 20–30 %	2,3	108,9	132,1	158,5	170
7.	Увлажнение изоляции на 40–60 %	4,0	251,4	304,8	365,7	406,2
8.	Полное разрушение (отсутствие тепловой изоляции)	9,0	670,4	812,8	975,2	1083,2

Потери теплоты в вентилируемых каналах тепловых сетей

Невентилируемые участки каналов практически не сообщаются с атмосферой. Воздух внутри них, как правило, находится в состоянии, близком к насыщению влагой ($\varphi = 65 : 95 \%$), а его температура достигает значений $28 \div 34^\circ \text{C}$. В условиях нормальной эксплуатации влагосодержание тепловой изоляции равно равновесному, отвечающему температуре и относительной влажности воздуха в канале. Оно растет с увеличением влагосодержания воздуха и с уменьшением его температуры. Влияние этих двух факторов на равновесное влагосодержание теплоизоляционной конструкции разнонаправлено, но эффект от повышения относительной влажности воздуха в канале является преобладающим. В результате теплопроводность тепловой изоляции в невентилируемом канале значительно превышает расчетную, а следовательно, и тепловые потери в $2,0 \div 2,5$ раза выше нормативных.

Для того чтобы снизить влагосодержание воздушной прослойки и изоляционной конструкции, а также чтобы обеспечить возможность форсированной сушки тепловой изоляции в случае аварийного затопления канала, на концах участка устанавливают приточную и вытяжную вентиляционные шахты. Среднее влагосодержание воздуха на вентилируемом участке канала, как правило, намного ниже, чем при состоянии насыщения влагой.

Снижение влагосодержания воздуха в вентилируемом канале уменьшает влагосодержание теплоизоляционных конструкций. Несмотря на сопутствующее этому понижение температуры воздуха в каналах, теп-

лопроводность теплоизоляционных материалов уменьшается, что способствует снижению тепловых потерь. При этом уменьшается интенсивность наружной коррозии трубопроводов и металлических конструкций, что повышает долговечность теплопроводов и снижает затраты на их ремонт. При аварийных затоплениях каналов влагосодержание тепловой изоляции становится равным максимальному, и теплопроводность изоляционных материалов делается максимальной, близкой к теплопроводности воды.

Вентиляция канала после дренирования затопившей его воды позволяет значительно ускорить процесс сушки изоляционной конструкции, а значит, уменьшить время контакта металлических поверхностей с капельной влагой и период работы с повышенными тепловыми потерями. Вентиляция участков канала приводит к снижению потерь теплоты в грунт из-за снижения температуры воздушной прослойки, но одновременно возникает потеря теплоты с вентиляционным воздухом. В результате суммарные потери теплоты в окружающую среду (в грунт и в атмосферу) на вентилируемом участке канала иногда могут оказаться больше, чем на том же участке при отсутствии его вентиляции.

Среднюю температуру воздуха в канале можно определить:

$$t_k = \frac{2G(c_b + z_a c_n) t_a + L \left(\frac{t_{T1}}{R_{T1}} + \frac{t_{T2}}{R_{T2}} + \frac{t_1}{R_1} \right)}{2G(c_b + z_a c_n) + L \left(\frac{1}{R_{T1}} + \frac{1}{R_{T2}} + \frac{1}{R_1} \right)} \quad (3.6.1)$$

где: t_{11} и t_{12} — средняя температура теплоносителя в подводящем и обратном трубопроводах; t_a — температура атмосферного воздуха; t_g — температура грунта на глубине заложения оси непроходного канала; z_a — среднее атмосферное влагосодержание; G — массовый расход воздуха в вентилируемом канале; c_b — массовая изобарная удельная теплоемкость воздуха; c_n — массовая изобарная удельная теплоемкость водяного пара.

$R_{1j} = R_{11j} + R_{12j} + R_n$ — суммарное термическое сопротивление между теплоносителем в трубопроводе с двухслойной тепловой изоляцией и воздухом в канале; R_n — термическое сопротивление теплоотдачи от наружного слоя тепловой изоляции к воздуху; R_r — суммарное термическое сопротивление между воздухом в канале и грунтом; L — длина участка вентилируемого непроходного канала между опорами.

В невентилируемом канале расход воздуха $G_b = 0$, и уравнение (3.6.2) принимает вид:

$$t_k = \frac{\frac{t_{11}}{R_{11}} + \frac{t_{12}}{R_{12}} + \frac{t_r}{R_1}}{\frac{1}{R_{11}} + \frac{1}{R_{12}} + \frac{1}{R_1}}. \quad (3.6.3)$$

Массовый расход воздуха в канале определяется по формуле:

$$G = \frac{g(\rho_n - \rho_b)h + g(\rho_n - \rho_k)\Delta h}{\frac{\delta}{\pi^2} \left(\frac{\sum \xi_{11} h}{\rho_{11} D_{11}^4} + \frac{\sum \xi_{1b}}{\rho_{1b} D_{1b}^4} \right) + \frac{\lambda_k L + \sum \xi_k}{\rho_k \omega_k^2}}, \quad (3.6.4)$$

где: h — высота вытяжной шахты; Δh — превышение отметки основания вытяжной шахты над основанием приточной шахты; D_{11} — диаметр приточной шахты; D_k — эквивалентный гидравлический диаметр канала; D_{1b} — диаметр вытяжной шахты; $\sum \xi_{11}$ — сумма коэффициентов сопротивлений приточной шахты; $\sum \xi_k$ — сумма коэффициентов сопротивлений канала; $\sum \xi_{1b}$ — сумма коэффициентов сопротивлений вытяжной шахты; ω_k — площадь живого сечения канала; g — ускорение свободного падения; λ_k — коэффициент гидравлического трения.

Удельные линейные тепловые потери с вентиляционным воздухом и через грунт на участке вентилируемого непроходного канала могут быть найдены по формуле:

$$q = \frac{2G(c_b + z_a c_n)(t_n - t_{11})}{L} + \frac{t_b - t_1}{R_r}. \quad (3.6.5)$$

Таким образом, термическое сопротивление тепловой изоляции в течение года изменяется на 30 : 40 %

в связи с колебаниями температуры и относительной влажности воздуха в канале. В вентилируемом канале оно максимально в феврале-марте, минимально в июле-августе, в невентилируемом — максимально в апреле, минимально в январе. Потери тепла в атмосферу с вентиляционным воздухом в вентилируемом канале максимальны в январе и минимальны в июле в соответствии с характером изменения среднемесячной температуры атмосферного воздуха и теплоносителей, но потери тепла в грунт имеют два максимума в январе и мае, два минимума в марте и сентябре-октябре. Такая сложная зависимость обусловлена запаздыванием колебаний среднемесячной температуры грунта по отношению к атмосферной в результате распространения тепловых волн Фурье в грунте. Потери тепла в грунт в невентилируемом канале максимальны в январе, минимальны в августе. По мере уменьшения условного диаметра трубопроводов потери тепла в грунт в вентилируемом канале снижаются медленнее, потери тепла в атмосферу с вентиляционным воздухом, начинают над ними превалировать. Для больших условных диаметров (больше 500 мм) критическим месяцем является январь, отношение суммарных потерь тепла к нормативным два максимума — в январе и в июне. При уменьшении условного диаметра второй максимум становится все более выраженным, и для малых условных диаметров (меньше 500 мм) критическим месяцем становится июнь. Одновременно наблюдается резкое уменьшение высоты вытяжных шахт и массовых расходов вентиляционного воздуха, обеспечивающих нормативные потери тепла в критическом месяце и для очень малых условных диаметров (меньше 300 мм) нормативные потери тепла в вентилируемом канале вообще нельзя обеспечить. Отношение потерь тепла в грунт в невентилируемом канале к нормативным также растет при уменьшении условного диаметра трубопроводов, и уже для условных диаметров 700 мм и меньше нормативные потери тепла не могут быть обеспечены. Все это означает, что существующие нормативы потерь тепла для малых условных диаметров трубопроводов, сравнительно редко применяемых на практике, недостаточно обоснованы.

Зависимость потерь тепла от условного диаметра в действительности более слабая, чем предусмотрено нормативами, которые поэтому нуждаются в пересмотре. Потери тепла в окружающую среду могут быть очень велики, например, в вентилируемом канале в январе при условном диаметре трубопроводов 1400 мм линейная плотность потерь тепла $q = 0,7$ кВт/м (2,5 МДж/ч · м), что свидетельствует о наличии больших резервов энергосбережения. Вентиляция теплопроводов сокращает потери тепла в грунт приблизительно в 2 раза, поэтому она может быть энергетически эффективной, несмотря на появление дополнительных потерь тепла в атмосферу с вентиляционным воздухом.

Снижение тепловых потерь от замены канальных прокладок на бесканальные с изоляцией из пенополиуретана (ППУ) [11]

В условиях г. Ростова проведенное сравнение фактических тепловых потерь водяными тепловыми сетями $Q_{\text{ф}}^{\text{ср.г}}$, проложенными в каналах и расчетных для бесканальной прокладки с ППУ-изоляцией, $Q_{\text{ППУ}}^{\text{рас}}$ показывают, что их соотношение в зависимости от диаметра теплопроводов колеблется в пределах от 3 до 4,5. При этом большие значения относятся к теплопроводам больших диаметров.

Для участков канальной прокладки пересчет измеренных тепловых потерь на среднегодовые условия работы сети выполнялся суммарно для подающей и обратной линий по соотношению:

$$Q_{\text{ф}}^{\text{ср.г}} = \frac{Q_{1\text{ф}}(t_{\text{т1}}^{\text{ср.г}} t_{\text{гр}}^{\text{ср.г}}) + (t_{\text{т2}}^{\text{ср.г}} - t_{\text{гр}}^{\text{ср.г}})}{[(t_{\text{т1}}^{\text{н}} + t_{\text{т1}}^{\text{к}} + t_{\text{т2}}^{\text{н}} + t_{\text{т2}}^{\text{к}})/4] - t_{\text{гр.н}}}, \tag{3.6.6}$$

где: $Q_{\text{ф}}^{\text{ср.г}}$ — пересчитанные на среднегодовые условия работы сети фактические тепловые потери по каждому испытанному участку кольца, кВт; $Q_{1\text{ф}}$ и $Q_{2\text{ф}}$ — фактические тепловые потери соответственно по подающей и обратной линиям, кВт; $t_{\text{гр}}$ — температура грунта, средняя за время испытаний, °С; $t_{\text{т1}}^{\text{ср.г}}$ и $t_{\text{т2}}^{\text{ср.г}}$ — среднегодовые температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети, °С; $t_{\text{гр}}^{\text{ср.г}}$ — среднегодовая температура грунта, °С; $t_{\text{т1}}^{\text{н}}$ и $t_{\text{т2}}^{\text{к}}$ — начальная и конечная температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети, °С.

Утечки в системе

Потери энергии равны величине утечек, умноженных на удельные энергозатраты подачи воды в систему. Кроме видимых утечек воды через неплотности в системах водопользования, важно определение величины потерь в подземных частях водопроводов и емкостей для хранения воды. Локализация мест этих утечек трудоемка и требует применения специальных акустических течеискателей, улавливающих звуковые колебания струй в местах повреждения системы. Утечка пара с едва заметным облачком при слабом свистящем звуке эквивалентна 1 кг пара/ч, что составляет

примерно 1 т у. т./год. Утечка, создающая небольшое облачко и ощутимый свистящий звук, соответствует потерям 3÷5 кг пара/ч или около 4,5 т у. т./год.
Для оценки влияния давления пара и воды в системе и диаметра отверстия на величину утечек можно воспользоваться табл. 3.6.2.

Таблица 3.6.2

Влияние давления в системе и диаметра отверстия на величину утечек воды и пара

Давление в системе (ата)	Утечки воды через отверстие площадью 1 мм² (л/час)	Утечки пара через отверстие площадью 1 мм² (кг/час)
2	33	0,73
3	47	1,1
4	56	1,35
5	66	1,7
6	75	2,1
7	81	2,4
8	88	2,75
9	94	3,0
10	100	3,4

Изоляция фланцев и арматуры

При расчете общей длины неизолированных труб для определения потерь тепла важно включить в расчет все фланцы и запорную арматуру. По тепловым потерям фланец эквивалентен 0,8 м трубы, а вентиль или задвижка эквивалентны 1 м трубы.
Наблюдается тенденция оставлять фланцы неизолированными. Это связано с опасениями, что утечки пара останутся незамеченными, и за длительный срок болты прокорродируют. Однако теплоизоляция — это один из наилучших способов предотвращения утечек, так как она уменьшает разности температур и соответствующие напряжения.
С учетом сказанного выше можно считать, что неизолированный фланец эквивалентен по величине потери 8 метрам, а вентиль или задвижка — 10 метрам изолированной трубы.

7. ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИМЕРЫ

Пример 1.

Условие

Определите удельный расход натурального (природный газ $Q_{\text{нг}}^{\text{p}} = 8100 \text{ ккал/нм}^3$) и условного топлива на выработку 1 Гкал тепла, если известно, что КПД котельной установки $\eta_{\text{к}} = 0,92$.

Решение

Из определения удельного расхода натурального топлива на выработку 1 Гкал тепла имеем: $v = \frac{1 \cdot 10^6}{\eta_{\text{к}} Q_{\text{н}}^{\text{p}}}$.

Тогда при использовании в качестве топлива природного газа получим:

$$v = \frac{1 \cdot 10^6}{0,92 \cdot 8100} = 134,2 \text{ нм}^3/\text{Гкал}.$$

Аналогичную приближенную оценку можно сделать, используя номограмму для оценки удельного расхода топлива на отпуск тепла (см. рис. 3.7.1) в последовательности $A \rightarrow B \rightarrow D$.

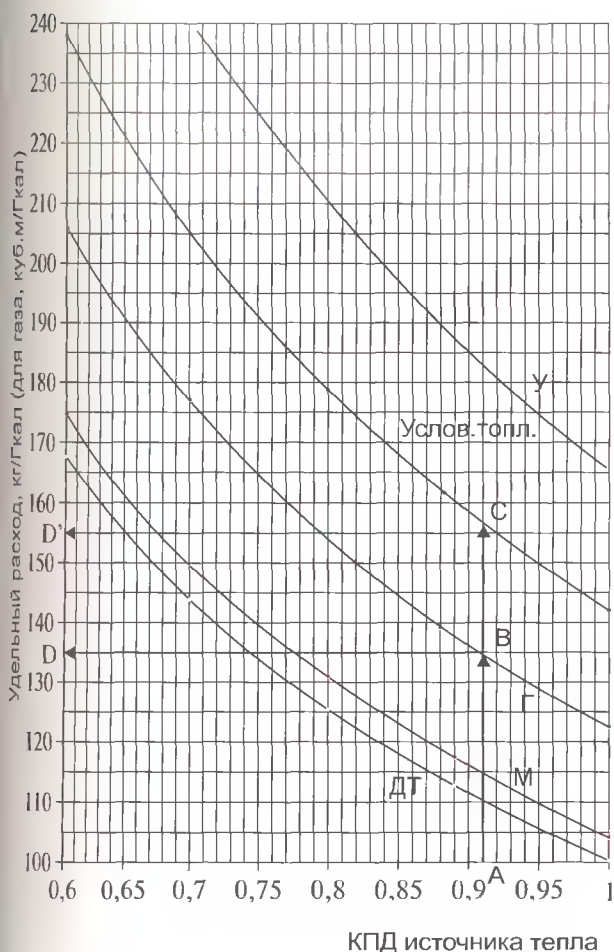


Рис. 3.7.1

Примечание. При построении номограммы приняты следующие теплотворные способности по видам топлива:

■ усл. топл. — условное топливо $Q_{\text{с}} = 7000 \text{ ккал/кг у. т.};$

■ уголь $Q_{\text{ну}}^{\text{p}} = 6000 \text{ ккал/кг};$

■ газ $Q_{\text{нг}}^{\text{p}} = 8100 \text{ ккал/нм}^3;$

■ мазут $Q_{\text{нм}}^{\text{p}} = 9500 \text{ ккал/кг};$

■ дизтопливо $Q_{\text{ндт}}^{\text{p}} = 9900 \text{ ккал/кг}.$

Известен теоретический эквивалент: 1 Гкал = 143 кг у. т. Тогда с учетом КПД котельной имеем:

$$v_{\text{y}} = \frac{143}{\eta_{\text{к}}} = 155,4 \text{ кг у. т./Гкал}.$$

Аналогичную приближенную оценку можно сделать, используя номограмму (см. рис. 3.7.1) в последовательности $A \rightarrow B \rightarrow D \rightarrow D'$.

Пример 2.

Условие

Определите годовые суммарные потери условного топлива без использования тепловой энергии продувочной воды в котельной. Паропроизводительность котельной $D_{\text{к}} = 48 \text{ т/ч}$, давление насыщенного пара $P_{\text{н}} = 1,3 \text{ МПа}$, температура исходной воды, поступающей в котельную, $t_{\text{ив}} = 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$, годовое число часов использования паропроизводительности котельной $\tau = 6500 \text{ ч}$, $\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} = 0,73$. Сухой остаток химически очищенной воды $S_{\text{х}} = 515 \text{ мг/кг}$, суммарные потери пара и конденсата в долях паропроизводительности котельной $\Pi_{\text{к}} = 0,41$. В качестве сепарационного устройства используются внутрибарабанные циклоны.

Решение

Исходя из условия задачи, определяем расчетный сухой остаток котловой воды $S_{\text{кв}} = 4000 \text{ мг/кг}$, затем определяем величину продувки $p_{\text{п}}$ [15]:

$$p_{\text{п}} = \frac{515 \cdot 0,41}{4000 - 515} \cdot 100 \% = 6,059 \%.$$

По таблицам свойств водяного насыщенного пара находим значение энтальпии при $P_{\text{н}} = 1,3 \text{ МПа}$: $h_{\text{н}} = 814,7 \text{ кДж/кг}$.

Годовые потери условного топлива без использования тепловой энергии продувочной воды составляют [15]:

$$\begin{aligned} \Delta B' &= \frac{48 \cdot 6500 \cdot 6,059 \cdot (814,7 - 10 \cdot 4,19)}{100 \cdot 29,33 \cdot 10^3 \cdot 0,73} = \\ &= 682,3 \text{ т у. т./год}. \end{aligned}$$

Пример 3.

Условие

Оцените среднегодовую экономию топлива в действующей промышленной котельной, теплопроизводительность которой $Q = 240$ ГДж/ч, за счет снижения температуры уходящих газов t_{yx} с 190°C до 140°C .

Топливо — мазут ($Q_H^p = 39,8$ МДж/кг), сжигание топлива производится при $q_3 = 0$, температура воздуха, подаваемого в котельный агрегат, $t_b = 20^\circ\text{C}$, максимальная температура дымовых газов $t_{\max} = 2060^\circ\text{C}$, $c' = 0,83$, $k = 0,78$, $n = 0,9$. Состав продуктов сгорания мазута: $\text{CO}_2 = 10\%$, $\text{CO} = 0,8\%$, $\text{CH}_4 = 0,05\%$, $\text{H}_2 = 0,06\%$. Годовое число часов использования паропроизводительности котельной $\tau = 4200$ ч.

Решение

Согласно [15]

Вид топлива	P , кДж/м ³	$\text{RO}_2^{\max}$
Мазут	4061,4	16,5

Тогда согласно формуле (3.4.3):

$$h = \frac{16,5}{9,6 + 0,8 \cdot 0,5} = 1,58.$$

Величина потерь q_1 определяется при температуре уходящих газов $t'_{yx} = 190^\circ\text{C}$:

$$q'_1 = \frac{190 - 20}{2060} [0,83 + (1,58 - 1) \cdot 0,9 \cdot 0,78] \cdot 100 = 10,23 \, \%.$$

То же при $t''_{yx} = 140^\circ\text{C}$:

$$q''_1 = \frac{140 - 20}{2060} [0,83 + (1,58 - 1) \cdot 0,9 \cdot 0,78] \cdot 100 = 7,22 \, \%.$$

Низшая теплота сгорания 1 м^3 сухих продуктов сгорания равна:

$$Q_{\text{н.сг}}^p = [30,2 \cdot 0,8 + 25,8 \cdot 0,06 + 85,5 \cdot 0,05] \cdot 4,19 = 29,98 \text{ кДж/м}^3.$$

Тепловые потери от химической неполноты сгорания топлива q_2 :

$$q_2 = \frac{29,98 \cdot 1,58}{4061,4} \cdot 100 \, \% = 1,17 \, \%.$$

Исходя из определения КПД брутто:

при $t'_{yx} = 190^\circ\text{C}$:

$$\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}'} = 100 \, \% - \sum_1^4 q = 100 - 10,23 - 1,17 - 1,5 = 87 \, \%.$$

при $t''_{yx} = 140^\circ\text{C}$

$$\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}''} = 100 \, \% - \sum_1^4 q = 100 - 7,27 - 1,17 - 1,5 = 90 \, \%.$$

Определим годовую экономию топлива от изменения температуры уходящих газов, а следовательно и КПД брутто котельной:

$$\Delta B = \frac{D(h_{\text{п}} - h_{\text{вр}}) \cdot \left(\frac{1}{\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}'}} - \frac{1}{\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}''}} \right)}{Q_{\text{н}}} = \frac{Q \tau \left(\frac{1}{\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}'}} - \frac{1}{\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}''}} \right)}{Q_{\text{н}}} = \frac{240 \cdot 10^3 \cdot 4200 \cdot \left(\frac{1}{87} - \frac{1}{90} \right)}{39,8} = 9596 \text{ т мазута.}$$

В условном топливе годовая экономия энергии составит:

$$\Delta B = \frac{240 \cdot 10^3 \cdot 4200 \cdot \left(\frac{1}{\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}'}} - \frac{1}{\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}''}} \right)}{29,33} = 13 \, 025 \text{ т у. т.}$$

Пример 4.

Условие

Определите долю нагрузки каждого из двух паровых котлов номинальной производительностью по 10 т/ч , если суммарная нагрузка составляет 11 т/ч , 16 т/ч , 19 т/ч .

Режимные характеристики котлов

D , т/ч	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
B_1 , кг у. т./ч	200	290	368	443	517	591	672	756	847	950
B_2 , кг у. т./ч	294	352	407	459	518	582	652	742	850	1000

Решение

Алгоритм решения задачи включает:

1. Вычисление для каждого из котлов изменения расходов условного топлива ΔB_1 , ΔB_2 при изменении нагрузки ΔD (например, принимают $\Delta D = 1 \text{ т/ч}$).
2. Графическое построение зависимостей $\frac{\Delta B_1}{\Delta D} = f(D)$; $\frac{\Delta B_2}{\Delta D} = f(D)$; следует помнить, что полученные в п. 1 значения $\frac{\Delta B}{\Delta D}$ надо относить к средней на отрезке нагрузке котлов.
3. Графическое построение по данным п. 2 зависимостей $D_1 = f(D_1 + D_2)$; $D_2 = f(D_1 + D_2)$ на отрезке от D до $2D$.
4. Графическое определение рационального распределения нагрузки из графика п. 3.
5. Вычисление доли нагрузки каждого котла при заданных суммарных производительностях.

Пример 5.

Условие

Определить экономию тепловой энергии при установке теплообменника для утилизации тепла влажных продуктов сгорания. Теплообменник представляет собой калорифер с оребренными трубками с площадью оребренной поверхности 114 м^2 .

Температура поступающих в теплообменник газов составляет 135°C , их влагосодержание — $0,12 \text{ кг/кг}$. Продукты сгорания служат для предварительного подогрева воды, поступающей в теплообменник с температурой $+9^\circ\text{C}$. Коэффициент теплоотдачи при сухом теплообмене со стороны воздуха составляет $22,1 \text{ Вт/(м}^2 \text{ К)}$, со стороны воды — $11\,000 \text{ Вт/(м}^2 \text{ К)}$. Расход газов через теплообменник составляет $1,48 \text{ кг/с}$, расход жидкости — $7,0 \text{ кг/с}$.

Ребра изготовлены из алюминия, их толщина — $3,5 \text{ мм}$, высота — 10 мм , коэффициент развития поверхности при оребрении — 10 .

Решение

Зададим конечную температуру воды на выходе из теплообменника — 25°C . Тепловая нагрузка теплообменника при этом составит:

$$Q = G_2 c_{p2} (t_2'' - t_2') = \\ = 7,0 \cdot 4200 \cdot (25 - 9) = 470,4 \cdot 10^3 \text{ Вт.}$$

Энтальпия газов на входе в аппарат может быть определена по H - d -диаграмме или вычислена по формуле:

$$H_1' = t_1' c_{p1} + x_1' (r + t_1' (c_p)_{\text{пара}}) = \\ = 135 \cdot 1,005 + 0,12 \cdot (2480 + 135 \cdot 1,98) = \\ = 466,0 \text{ кДж/кг.}$$

Энтальпия газов на выходе из аппарата составит:

$$H_1'' = H_1' - \frac{Q}{G_1} = 466,0 - \frac{470,4}{1,48} = 148,2 \text{ кДж/кг.}$$

Температура газов на выходе из аппарата находится по H - d -диаграмме на линии, соединяющей точки, соответствующие начальным параметрам газа и средние параметры воды (см. пример, приведенный выше) и составляет $t_1' = 48^\circ\text{C}$.

Температура точки росы на выходе газов из теплообменника составляет 35°C . Таким образом, она выше, чем температура холодного теплоносителя, и конденсация пара из влажного газа имеет место на всей поверхности теплообмена.

По полученным значениям температуры и энтальпии вычислим коэффициент влаговыпадения. Удельная теплоемкость дымовых газов принимаем равной

$$c_p = 1,10 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)};$$

$$\xi = \frac{H_1' - H_1''}{c_p (t_1' - t_1'')} = \frac{466,0 - 148,2}{1,10 \cdot (135 - 48)} = 3,32.$$

Вычисляем среднюю логарифмическую разность температур в теплообменнике, приводя перекрестно-точную схему движения теплоносителей к противоточной:

$$\Delta \bar{t}_n = \frac{(t_1' - t_2) - (t_1'' - t_2'')}{\ln \frac{(t_1' - t_2')}{(t_1'' - t_2'')}} = \\ = \frac{(135 - 25) - (48 - 9)}{\ln \frac{(135 - 25)}{(35,6 - 9)}} = 68,47^\circ\text{C.}$$

Для вычисления коэффициента теплопередачи необходимо найти КПД влажного ребра. Определяем параметр m :

$$m = \sqrt{\frac{2\alpha_\xi}{\delta\lambda_\xi}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 22,1}{0,0005 \cdot 204}}^{3,32} = 37,93.$$

Эффективность круглого ребра может быть определена по номограмме или вычислена по формуле:

$$\eta_0 = \frac{th\left(mh_3 \sqrt{\frac{d}{d_0}}\right)}{mh_3 \sqrt{\frac{d}{d_0}}} = \frac{th\left(37,93 \cdot 0,10 \sqrt{\frac{0,039}{0,018}}\right)}{37,93 \cdot 0,010 \sqrt{\frac{0,039}{0,018}}} = 0,927.$$

КПД оребренной поверхности:

$$\eta = 1 - \frac{\phi - 1}{\phi} (1 - \eta_0) = 1 - \frac{10 - 1}{10} (1 - 0,927) = 0,934.$$

Коэффициент теплопередачи со стороны оребренной поверхности (термическим сопротивлением стенки трубы пренебрегаем):

$$K = \frac{1}{1/(\alpha_1 \eta \xi) + \phi/\alpha_2} = \\ = \frac{1}{1/((21,1 \cdot 0,934 \cdot 3,32) + 10/11000)} = 61,76.$$

Новое значение тепловой нагрузки теплообменника:

$$Q = KF \Delta \bar{t}_n = 61,76 \cdot 114 \cdot 68,47 = 482 \cdot 10^3 \text{ Вт.}$$

Новое значение температуры воды на выходе из аппарата:

$$t_2'' = t_1' + \frac{Q}{G_2 c_{p2}} = 9 + \frac{482}{7,0 \cdot 4,2} = 25,40^\circ\text{C.}$$

Принимаем новое значение температуры воды на выходе средним между первоначально заданным и вновь полученным: $t_2'' = 25,2^\circ\text{C}$. Повторяем расчеты, пока тепловая нагрузка теплообменника не будет меняться более чем на 1% .

В результате получаем окончательное значение тепловой нагрузки, температуры воды на выходе из теплообменника, а также температуры и влагосодержания (по H - d -диаграмме) парогазовой смеси на выходе из теплообменника.

$$t_2'' = 25,2^\circ\text{C}; Q = 476,2 \cdot 10^3 \text{ Вт};$$

$$t_1'' = 46,5^\circ\text{C}; x_2'' = 0,037 \text{ кг/кг.}$$

Пример 6.

Условие

Определите изменение мощности, удельного расхода теплоты турбины конденсационного типа, а также удельного расхода топлива энергоблока после включения в тепловую схему детандер-генераторного агрегата. Расход пара на турбоагрегат максимален и не меняется после включения ДГА. Подогрев газа перед детандером производится отборным паром турбины. Параметры газа на входе и выходе газорегуляторного пункта заданы. Температура газа на выходе из детандера равна энтальпии газа на входе в ГРП. КПД котла = 0,9. Внутренний относительный КПД турбины и детандера — $\eta_{oi} = 0,8$. КПД механический и электрогенератора паротурбинной установки и ДГА — $\eta_{мг}$, $\eta_{мгдга}$ соответственно принять равными

0,98. Коэффициент, учитывающий потери теплоты в газоводяном теплообменнике, принять равным 0,98. Недогрев в теплообменнике подогрева газа (между температурой греющего пара и температурой на выходе из теплообменника) равен 5 °С. Коэффициент дросселирования отборного пара $C_{др} = 0,98$. $Q_{н}^{сух} = 8500$ ккал/кг.

Паровая турбина				Газ		
P_0 , атм	t_0 , °C	P_k , атм	N , МВт	P_0 , атм	t_0 , °C	P_2 , атм
170	560	0,035	200	10	5	1,5

Решение

Решение задачи производим в последовательности, приведенной в таблице:

№ п/п	Параметр и наименование	Источник / формула	Значение
1	Энтальпия острого пара на входе в турбину, h_0	Условие (P_0 , T_0) и h - s -диаграмма водяного пара	3456 кДж/кг
2	Энтальпия конденсата на выходе из конденсатора турбины, $h'_k = h_{пв}$	Условие (P_k) и таблицы воды и водяного пара	111,84 кДж/кг
3	Энтальпия пара на выходе из турбины при $\eta_{oi} = 1$, $h_{ка}$	Условие (P_k) и h - s -диаграмма водяного пара	1916 кДж/кг
4	Теплоперепад в турбине при $\eta_{oi} = 0,8$, H	$H = (h_0 - h_{ка}) \cdot \eta_{oi}$	1232 кДж/кг
5	Энтальпия пара на выходе из турбины при $\eta_{oi} = 0,8$, h_p	h - s -диаграмма водяного пара	2224 кДж/кг
6	Расход пара на турбину, D_0	$D_0 = \frac{N_3}{(h_0 - h_p) \cdot \eta_{мг}}$	165,65 кг/с
7	Тепловая нагрузка энергоблока, Q_k	$Q_k = D_0 \cdot (h_0 - h_{пв})$	553 960 кВт
8	Расход натурального топлива, B_0	$B_0 = \frac{Q_k}{4,19 \cdot h_k \cdot Q_{н}^{сух}}$	17,28 кг/с
9	Удельный расход теплоты на выработку электроэнергии, q	$q = \frac{Q_k}{N_3}$	2,7698
10	Удельный расход топлива на выработку электроэнергии, $b_{уд}$	$b_{уд} = \frac{B_0}{N_3}$	311,04 г/кВт · ч
11	Энтальпия газа на входе в теплообменник, h_0	Условие (P_0 , T_0) и h - s -диаграмма природного газа	0 кДж/кг
12	Энтальпия газа на выходе из детандера, h_2	Условие и h - s -диаграмма природного газа	0 кДж/кг
13	Энтальпия газа на выходе из теплообменника, h_1	Условие и h - s -диаграмма природного газа	240 кДж/кг
14	Температура газа на выходе из теплообменника, t_1	h - s -диаграмма природного газа	105 °C
15	Температура пара в теплообменнике, t_n	$t_n = t_r + \theta$	110 °C
16	Давление насыщенного пара в теплообменнике, $P_{та}$	Таблицы воды и водяного пара	1,43 бар
17	Давление пара в отборе турбины, $P_{отб}$	$P_{отб} = \frac{P_{ма}}{C_{др}}$	1,505 бар

№ п/п	Параметр и наименование	Источник / формула	Значение
18	Энтальпия пара в отборе турбины, $h_{отб}$	h-s-диаграмма водяного пара	2648 кДж/кг
19	Расход пара в отборе турбины, $D_{отб}$	$D_{отб} = \frac{B_0 \cdot (h_1 - h_0)}{h_{отб} - h_k}$	1,635 кг/с
20	Недовыработка мощности в турбине, ΔN	$\Delta N = D_{отб} \cdot (h_{отб} - h_p)$	693,24 кВт
21	Мощность ДГА, $N_{ДГА}$	$N_{ДГА} = B_0 \cdot (h_1 - h_2)$	4147,2 кВт
22	Мощность энергоблока после включения в схему ДГА, $N_{э1}$	$N_{э1} = N_{э} - \Delta N + N_{ДГА}$	203,45 МВт
23	Изменение мощности вследствие включения в схему ДГА, Δ_1	$\Delta_1 = \frac{N_{э1} - N_{э}}{N_{э1}}$	1,7 %
24	Удельный расход теплоты на выработку электроэнергии после включения в схему ДГА, q_1	$q_1 = \frac{Q_k}{N_{э1}}$	2,723
25	Изменение удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии вследствие включения в схему ДГА, Δ_2	$\Delta_1 = \frac{q - q_1}{q}$	1.69 %
26	Удельный расход топлива на выработку электроэнергии после включения в схему ДГА, $b_{уд1}$	$b_{уд1} = \frac{B_0}{N_{э1}}$	305,77 г/ кВт · ч
27	Изменение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии вследствие включения в схему ДГА, Δ_3	$\Delta_3 = \frac{b_{уд} - b_{уд1}}{b_{уд1}}$	1,69 %

Пример 7.

Условие

Определите экономию тепловой энергии без учета потерь тепла излучением при нанесении изоляции на паропровод $D_y 108 \cdot 4$ длиной 10 м, работающий непрерывно в течение года. Температура теплоносителя 150 °С. Паропровод проложен в помещении, в котором температура +25 °С и скорость потока воздуха $w = 2$ м/с. Толщина изоляции обеспечивает температуру на ее поверхности 35 °С.

Решение

Для вычисления потерь теплоты неизолированным трубопроводом находим суммарный коэффициент теплоотдачи от трубопровода к наружному воздуху:

$$\alpha = 10 + 6\sqrt{w} = 10 + 6\sqrt{2} = 18,5 \text{ Вт/м}^2\text{К}.$$

Тогда теплопотери неизолированным теплопроводом составят:

$$Q_{тр} = \pi d \alpha (t_{нар} - t_{в}) L =$$

$$= 3,14 \cdot 0,108 \cdot 18,5 \cdot (150 - 25) \cdot 10 = 7842 \text{ Вт}.$$

Аналогично для изолированного паропровода:

$$Q'_{тр} = \pi d \alpha (t'_{нар} - t'_{в}) L =$$

$$= 3,14 \cdot 0,108 \cdot 18,5 \cdot (35 - 25) \cdot 10 = 627 \text{ Вт}.$$

Тогда экономия тепла за год составит:

$$\Delta Q = (Q_{тр} - Q'_{тр}) \tau =$$

$$= (7842 - 627) \cdot 8760 = 63,2 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Пример 8.

Условие

Оцените часовой расход насыщенного водяного пара через неплотности в паропроводе при давлении $P_1 = 1,7$ ата, если суммарная площадь отверстий $S = 15 \text{ мм}^2$.

Решение

Утечки пара за 1 час составляют:

$$G_{п} = 2,3 S \varphi \cdot \sqrt{p \cdot P}$$

При давлении насыщенного водяного пара $P = 1,7$ ата, $V = 1,07 \text{ м}^3/\text{кг}$ (по таблицам насыщенного водяного пара).

Давление пара в паропроводе:

$$p = \frac{1,7 \cdot 1,1}{10} = 0,187 \text{ МН/м}^2.$$

Тогда плотность пара $\rho = 1$.

Следовательно:

$$G_{п} = 2,3 \cdot 15 \cdot 0,67 \sqrt{\frac{1}{1,07} \cdot 0,187} = 9,66 \text{ кг/ч}.$$

Непроизводительные потери энергии за год составят:

$$\Delta Q = G_{п} h_{п} \tau = 9,66 \cdot 644,5 \cdot 8760 = 54,5 \cdot 10^6.$$

Потери пара даже через небольшие неплотности в течение года приводят к значительным потерям теп-

ловой энергии. Например, утечки пара и воды через отверстие диаметром 1 мм составляют:

Абсолютное давление, кгс/см ²	2	5	7	10	15
Утечки пара, кг/час	0,6	1,4	1,9	2,7	4,1
Утечки пара, т/год	5	12,2	17	24	35,5
Утечки воды, кг/час	4,5	7,1	8,4	10	12

Пример 9.

Условие

Определите экономию энергии в водогрейной котельной за счет утилизации тепла вентвыбросов больницы, если известно: объем здания $V = 20 \cdot 10^3 \text{ м}^3$; место расположения больницы — г. Екатеринбург.

Решение

- Максимальная тепловая мощность, потребляемая на вентиляцию больницы:

$$Q_{\text{в}}^{\text{max}} = q_{\text{в}} V (t_{\text{в}} - t'_{\text{н}}) \cdot 10^{-3}, \text{ кВт},$$

где: $q_{\text{в}}$ — вентиляционная характеристика помещения; $t_{\text{в}}$ — расчетная внутренняя температура помещения; $t'_{\text{н}}$ — расчетная температура наружного воздуха; V — объем вентилируемого помещения. Из справочных данных выбирают для больниц $q_{\text{в}} = 0,25$, $t_{\text{в}} = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$, для г. Екатеринбурга $t'_{\text{н}} = 32 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Тогда

$$Q_{\text{в}}^{\text{max}} = 0,25 \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot (20 + 32) \cdot 10^{-3} = 260 \text{ кВт}.$$

- Определяем расход воздуха, необходимый для вентиляции помещения:

$$G_{\text{в}} = \frac{Q_{\text{в}}^{\text{max}}}{C(t_{\text{в}} - t'_{\text{н}})}, \text{ кг/с},$$

где: C — удельная теплоемкость воздуха ($C = 1 \text{ кДж/кг} \cdot \text{K}$).

$$G_{\text{в}} = \frac{260}{1(20 + 32)} = 5 \text{ кг/с}.$$

- Объемный расход воздуха при нормальных условиях:

$$V_{\text{в}} = \frac{G_{\text{в}}}{\rho_{\text{в}}} = \frac{5}{1,29} = 3,87 \text{ м}^3/\text{с} \text{ или } 13,9 \text{ тыс. м}^3/\text{ч},$$

где: $\rho_{\text{в}}$ — плотность воздуха при нормальных условиях ($\rho_{\text{в}} = 1,29 \text{ кг/м}^3$).

- Определяем тепловую мощность на вентиляцию при средней за год температуре наружного воздуха за отопительный сезон:

$$\overline{Q_{\text{в}}} = q_{\text{в}} V (t - \overline{t'_{\text{н}}}) \cdot 10^{-3}, \text{ кВт},$$

где: $\overline{t'_{\text{н}}}$ — средняя за отопительный сезон температура наружного воздуха для г. Екатеринбурга

$$\overline{t'_{\text{н}}} = -8,3 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Тогда

$$\overline{Q_{\text{в}}} = 0,25 \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot (20 + 8,3) \cdot 10^{-3} = 142 \text{ кВт}$$

- Определяем количество тепловой энергии, поступающей за отопительный сезон на вентиляцию помещения:

$$Q_1 = \overline{Q_{\text{в}}} \cdot n, \text{ кВт},$$

где: n — число часов отопительного сезона.

Для г. Екатеринбурга $n = 5002 \text{ ч/год}$.

$$Q_1 = 142 \cdot 5002 = 706 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год},$$

или

$$Q_1 = 706 \cdot 10^3 \cdot 3600 = 2542 \cdot 10^6 \text{ кДж/год},$$

или

$$2542 \text{ ГДж/год или } 607 \text{ Гкал/год}.$$

- Годовой расход топлива в котельной на вентиляцию рассматриваемого помещения:

$$B = \frac{Q_1}{Q_{\text{р}}^{\text{н}} \eta_{\text{к}} \eta_{\text{тр}} \cdot 10^3}, \text{ т/год},$$

где: $Q_{\text{р}}^{\text{н}}$ — теплота сгорания топлива (натурального или условного), $Q_{\text{р}}^{\text{н}} = 29,33 \text{ МДж/кг у. т.}$; $\eta_{\text{к}}$ — коэффициент полезного действия котельной, $\eta_{\text{к}} = 0,8$ (80 %); $\eta_{\text{тр}}$ — коэффициент полезного действия транспорта тепловой энергии по тепловым сетям, $\eta_{\text{тр}} = 0,93$ (93 %).

$$B = \frac{2542 \cdot 10^6}{29330 \cdot 0,8 \cdot 0,93 \cdot 10^3}, \text{ т у. т./год}.$$

Для использования теплоты вентиляционных выбросов применим два дополнительно устанавливаемых калорифера: первый (1) — на уходящем из помещения воздухе, второй (2) — на входящем (см. рис. 3.7.2). Промежуточный теплоноситель — вода.

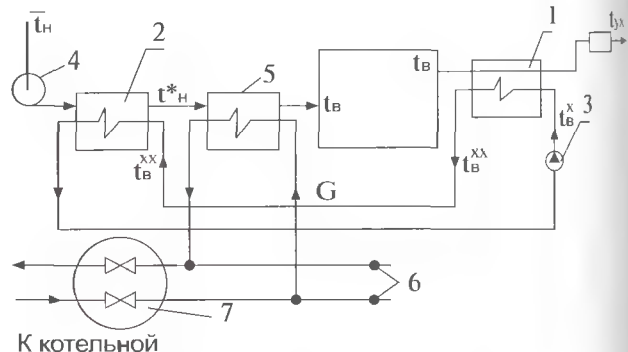


Рис. 3.7.2. Схема использования теплоты вентиляционных выбросов в вентилируемом помещении:

1 — калорифер на уходящем воздухе; 2 — калорифер на входящем воздухе; 3 — циркуляционный насос; 4 — вентилятор; 5 — основной подогреватель; 6 — тепловая сеть; 7 — теплофикационный колодец

Библиографический список к разделу 3

1. Альпьянц Б. Е. Перевод промышленных паровых котлов в водогрейный режим работы. // Новости теплоснабжения № 10, 2000. — с. 9–10.
2. Варнавский Б. П., Колесников А. И., Федоров М. Н. Энергоаудит объектов жилищно-коммунального хозяйства и промышленных предприятий: Учебн. пособие. — М.: Главэнергонадзор Минтопэнерго РФ, Российско-Датский институт энергоэффективности (РДИЭЭ), Московский институт коммунального хозяйства и строительства (МИКХиС), 1998.
3. Васильева А. В., Антропов Г. В., Акимов Ю. И. Новая схема перевода паровых котлов типа ДКВр в водогрейный режим работы. // Новости теплоснабжения № 11, 2002. — с. 25–28.
4. Горяев А. Б., Данилов О. Л., Ефимов А. Л., Яковлев И. В. Энергосбережение в энергетике и технологиях: Энергосбережение в низкотемпературных процессах и технологиях. — М.: МЭИ, 2002.
5. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. М.: Изд-во стандартов, 2000. — 14с.
6. Данилов О. Л. Энергосбережение в энергетике и технологиях: Учебное пособие. Ч.1 / Под ред. А. Б. Горяева. — М.: МЭИ, 2003.
7. Директор Л. Б., Зайченко В. М., Майков И. Л., Фрид С. Е. Математическое моделирование и оптимизация разветвленных тепловых сетей. // Новости теплоснабжения, 2002, № 5, 36-38 с.
8. Дьяченко В. С. Хранение картофеля, овощей и плодов. — М.: Агропромиздат, 1987 г. — 198 с.
9. Ефремова В. В., Рыбалко В. Ф. Методика предварительного обследования предприятий по эффективности использования тепловой энергии. Новосибирск, 1999.
10. Иванов В. В., Букаров Н. В. Влияние увлажнения изоляции и грунта на тепловые потери подземных теплотрасс. // Новости теплоснабжения № 7, 2002, с. 32i33.
11. Иванов В. В., Шкробко С. В., Чернышова Л. А. Снижение тепловых потерь от замены канальных прокладок на бесканальные с изоляцией из пенополиуретана // Новости теплоснабжения № 8, 2001, с. 23i27.
12. Инженерные сети, оборудование зданий и сооружений: Учебник / Бухаркин Е. Н., Овсянников В. М., Орлов К. С. и др. // Под. ред. Соснина Ю. П. — М.: Высшая школа, 2001. — 415 с.
13. Исаченко В. П., Осипова В. А., Сукомел А. С. Теплопередача. — М.: Энергоатомиздат, 1981.
14. Лисиенко В. Г., Щелоков Я. М., Ладыгичев М. Г. Хрестоматия энергосбережения. Справочное издание: В 2 книгах. — М.: Теплоэнергетик, 2002.
15. Мезенцев А. П. Основы расчета мероприятий по экономии тепловой энергии и топлива. — Л.: Энергоатомиздат, 1984. 120 с.
16. Методика определения нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых

Теплота уходящего воздуха из помещения отбирается калорифером 1, промежуточным теплоносителем и передается в калорифер 2 для подогрева входящего воздуха. Благодаря этому мероприятию количество тепловой энергии, забираемой из тепловой сети, становится меньше.

Зададимся температурами воды и воздуха на входе и выходе из калориферов и примем температуру воды на выходе из калорифера 2, исходя из температуры замерзания $t_B^\lambda = +5^\circ\text{C}$.

Температуру воды на выходе из калорифера 1 принимаем на 5°C меньше, чем на выходе из помещения:

$$t_B^{xx} = t_B - 5 = 20 - 5 = 15^\circ\text{C}.$$

Тогда температура уходящего воздуха после калорифера 1 будет равна:

$$t_{yx} = t_B^\lambda + 5 = 5 + 5 = 10^\circ\text{C}.$$

7. Найдем тепловую мощность калорифера 1:

$$Q_{\text{исп}} = G_B C (t_B - t_{yx}) = 5 \cdot 1 \cdot (20 - 10) = 50 \text{ кВт}.$$

8. Определяем расход воды, циркулирующей между калориферами 1 и 2:

$$G = \frac{Q_{\text{исп}}}{C_{\text{воды}} (t_B^{xx} - t_B^\lambda)} = \frac{50}{4,19(15 - 5)} = 1,2 \text{ кг/с } (1,2 \cdot 10^{-3}) \text{ м}^3/\text{с};$$

$C_{\text{воды}}$ — удельная массовая теплоемкость воды, $C_{\text{воды}} = 4,19 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{K)}$.

9. Найдем теплоту, используемую за отопительный сезон ΔQ_1 :

$$\Delta Q_1 = Q_{\text{исп}} \cdot n = 50 \cdot 5002 = 250 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

или

$$\Delta Q_1 = 250 \cdot 10^3 \cdot 3600 = 900 \cdot 10^6 \text{ кДж/год} = 900 \text{ ГДж}$$

или

$$\Delta Q_1 = \frac{900}{4,19} = 214 \text{ Гкал/год}.$$

10. Экономия условного топлива в котельной:

$$\Delta B = \frac{Q_{\text{г}} \eta_{\text{то}}}{Q_{\text{D}} \eta_{\text{K}} \eta_{\text{TP}} \cdot 10^3}, \text{ Т/ГОД}.$$

где: $\eta_{\text{то}}$ — КПД системы теплообменников с промежуточным теплоносителем. Принимаем $\eta_{\text{то}} = 0,95$.

Тогда

$$\Delta B = \frac{900 \cdot 10^6 \cdot 0,95}{29330 \cdot 0,8 \cdot 0,93 \cdot 10^3} = 38,95 \text{ Т/ГОД}.$$

Выразим экономию в процентах:

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{\Delta B}{B} \cdot 100 = \frac{38,95}{116} \cdot 100 = 33,6 \%.$$

- сетей систем коммунального теплоснабжения. Утверждена начальником Главэнергонадзора РФ Варнавским Б. П. 23.12.98 г.
17. Методика проведения энергетических обследований предприятий и организаций / А. Афонин, Н. Коваль, А. Сторожков, В. Шароухова. Утверждена Госстроем России (приказ от 01.10.2001 № 225).
18. Методические указания по обеспечению теплопотребляющих установок закрытых систем теплоснабжения и разработке мероприятий по энергосбережению / Отраслевой руководящий документ РФ 34.09.455- 95 РАО «ЕЭС России», М., 1996.
19. Методическое пособие для специалистов энергонадзора и энергослужб предприятий. М., 2000.
20. Муныбин Л. И., Арефьев Н. Н. К вопросу о методике расчета тепловых потерь при различных вариантах тепловой изоляции. // Новости теплоснабжения № 4, 2002, с. 35–38.
21. Потапов С. А., Антипин М. К., Костылев Б. Б., Кривошеков С. Н. Опыт отмывки системы теплоснабжения от отложений Композицией ККФ. // Новости теплоснабжения, 2002, № 6, 36–39 с.
22. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника. Справочник. / Под общ. ред. В. А. Григорьева, В. М. Зорина. — М.: Энергоатомиздат, 1991. — 588 с.
23. Рекомендации по определению поступления теплоты в производственных помещениях АЗ-1029 / Госстрой России. — М.: СантехНИИпроект. 2000. — 17 с.
24. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений / Минздрав России. — М.: Инф.-изд. центр Минздрава России. 2001. — 20 с.
25. СНиП 2.04.01-85* Внутренний водопровод и канализация зданий / Минстрой России. — М.: ГП ЦПП, 1998.
26. СНиП 2.04.05-91* Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.
27. СНиП 2.04.05-91* Отопление, вентиляция и кондиционирование / Госстрой России. — М.: ГП ЦПП, 2000. — 72 с.
28. СНиП 2.10.02-84 Здания и помещения для хранения и переработки сельскохозяйственной продукции.
29. СНиП 23-01-99. Строительная климатология / Госстрой России. — М.: ГП ЦПП, 2000. — 57 с.
30. СНиП II-33-75. Отопление, вентиляция и кондиционирование. — Стандарт, 1976. — 112 с.
31. СНиП II-3-79*. Строительная теплотехника / Минстрой России. — М.: ГП ЦПП, 1998. — 29 с.
32. Справочник по наладке и эксплуатации водяных тепловых сетей / В. И. Манюк, Я. И. Каплинский, Э. Б. Хиж и др. — М.: Стройиздат, 1982.
33. Справочное руководство: Рациональное использование газа в энергетических установках. / Под ред. А. С. Иссерлина. — Недра, 1990.
34. Теплотехническое оборудование и теплоснабжение промышленных предприятий. / Голубков Б. Н., Данилов О. Л., Зосимовский Л. В. и др. — М.: Энергия, 1979. — 544 с.
35. Типовая техническая программа на проведение комплекса работ «Анализ технического состояния трубопроводов, повышение надежности и экономичности эксплуатации тепловых сетей». // Новости теплоснабжения, 2003, №2, 51–56 с.
36. Торчинский Я. М. Нормирование расхода газа для отопительных котельных. — Л.: Недра, 1991. — 163 с.: ил.
37. Хаванов П. А. Автономная система теплоснабжения — альтернатива или шаг назад? Журнал «АВОК» 2004, № 1.
38. Четкин А. В., Знамонец Н. А. Теплотехника. — М.: Высшая школа, 1986. — 344 с.

Раздел 4



Отопление, вентиляция
и кондиционирование
воздуха

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ПРОЕКТОВ

ЗАО «Технопромстрой»

комплексные обследования теплоэнергетических хозяйств предприятий,
программы энергосбережения на текущий год и перспективный период,
практическое внедрение высокоэффективных энергосберегающих технологий и
оборудования в соответствии с разрабатываемыми комплексными программами энергосбережения.



РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ
ПРОГРАММ И НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ



ЭКСПЕРТИЗА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТОВ
СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕКОНСТРУКЦИИ ЦЕЛЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ



ПОСТАВКА, МОНТАЖ И ПУСКА-НАВОДКА
ИНЖЕНЕРНЫХ СИСТЕМ И ОБОРУДОВАНИЯ



ОБЩЕСТВЕННО-ГОСУДАРСТВЕННОЕ И ПРОМЫШЛЕННО-
СТРОИТЕЛЬНОЕ



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РАБОТЫ
В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

ЗАО «Технопромстрой» оказывает методическую и практическую помощь в разработке энергосберегающих проектов. Окупаемость внедряемых энергосберегающих проектов значительно превышает затраты на нерациональное использование предприятием энергетических ресурсов.

**Приглашаем все заинтересованные организации
и предприятия к сотрудничеству**

ЗАО «ТЕХНОПРОМСТРОЙ»

Адрес: 117418, г. Москва, ул. Новочеремушкинская, д. 58

Телефон/факс: (495) 727-35-20, 727-35-21, 411-56-41

E-mail: info@teps.ru

www: <http://teps.ru>

ЗАО «ТЕХНОПРОМСТРОЙ»

1. СИСТЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МИКРОКЛИМАТА В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ, АДМИНИСТРАТИВНО-БЫТОВЫХ, ОБЩЕСТВЕННЫХ И ЖИЛЫХ ЗДАНИЯХ

1.1. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ СИСТЕМ ОТОПЛЕНИЯ, ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА

1.1.1. Системы отопления

По источнику теплоснабжения системы отопления подразделяются на центральные и автономные. Центральные системы отопления присоединяются к тепловым сетям от ТЭЦ или районных и промышленно-отопительных котельных. Автономные децентрализованные системы отопления подключаются к сетям мелких котельных или индивидуальным источникам теплоснабжения.

Также системы отопления подразделяются в зависимости от используемого теплоносителя. Выбор теплоносителя для системы отопления осуществляется в соответствии с назначением здания. В качестве теплоносителя в системах теплоснабжения отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха могут применяться вода, водяной пар и воздух.

В системах отопления жилых и общественных зданий в качестве теплоносителя преимущественно применяется вода.

Системы водяного отопления подразделяются [15–16, 19]:

- по количеству труб — на двухтрубные и однотрубные;
- по способу прокладки стояков — на вертикальные и горизонтальные;
- по способу разводки воды — на системы с верхней и нижней разводкой;
- по способу подключения к водяной сети — независимые и зависимые.

На рис. 4.1.1 приведена принципиальная схема двухтрубной системы отопления с верхней разводкой с односторонним и двухсторонним подключением отопительных приборов (справа).

Горячая вода из наружной тепловой сети по главному стояку 1 через разводящие трубы поступает в подающие стояки 2, а оттуда — в отопительные приборы. На подводках к приборам устанавливаются запорно-регулирующие краны 4. Вода из нагревательных приборов по обратным стоякам 3 поступает в разводящие обратные трубы, из нее — в тепловую сеть. Установка запорно-регулирующих кранов на стояках обязательна в зданиях выше трех этажей, независимо от примененной системы отопления. Воздух, попадающий в систему с водой, удаляется через воздухоотборник 6.

На рис. 4.1.2 представлена принципиальная схема двухтрубной системы отопления с нижней разводкой (слева — с односторонним подключением отопительных приборов, справа — с двухсторонним). В отличие от схемы 4.1.1 разводящие трубы прокладываются в подвальных помещениях.

Двухтрубные отопительные системы применяются сравнительно редко, главным образом из-за большой трудоемкости их монтажа. Серьезным недостатком этих систем является также наличие в них так называемой «вертикальной» разрегулировки [15]. Эта раз-

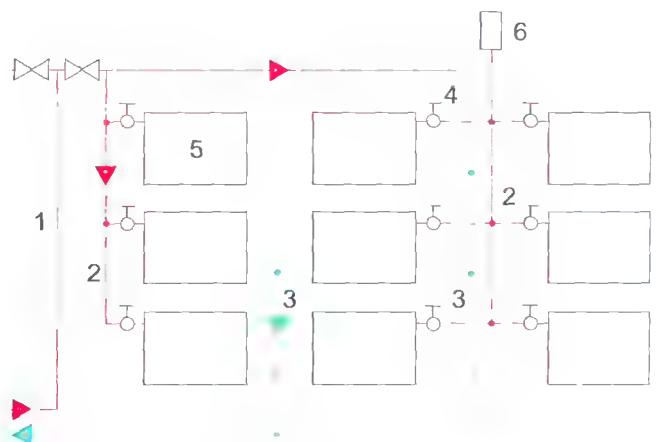


Рис. 4.1.1. Принципиальная схема двухтрубной системы отопления с верхней разводкой

1 — стояки горячей воды; 2 — подающие стояки; 3 — стояки обратной воды; 4 — запорно-регулирующие краны; 5 — отопительные приборы; 6 — выпуск воздуха

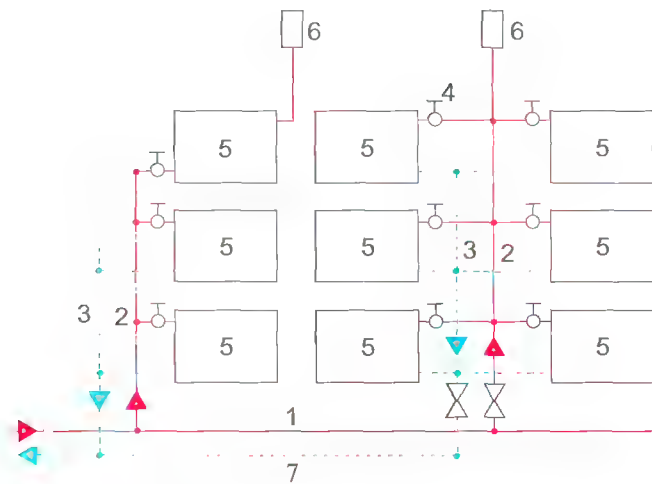


Рис. 4.1.2. Принципиальная схема вертикальной двухтрубной системы отопления с нижней разводкой

1 — магистраль горячей воды; 2 — стояки горячей воды;
3 — стояки обратной воды; 4 — запорно-регулирующие краны;
5 — нагревательные приборы; 6 — выпуск воздуха;
7 — обратная магистраль

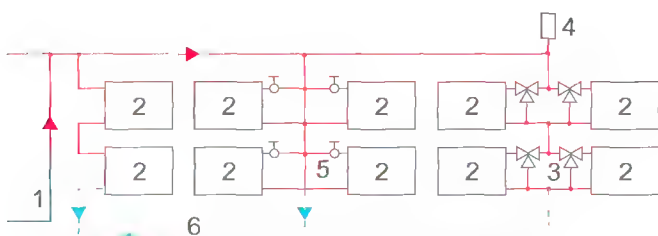


Рис. 4.1.3. Принципиальная схема вертикальной однотрубной системы отопления с верхней разводкой

1 — магистраль горячей воды; 2 — отопительный прибор;
3 — трехходовой кран; 4 — выпуск воздуха; 5 — регулирующий кран;
6 — магистраль обратной воды

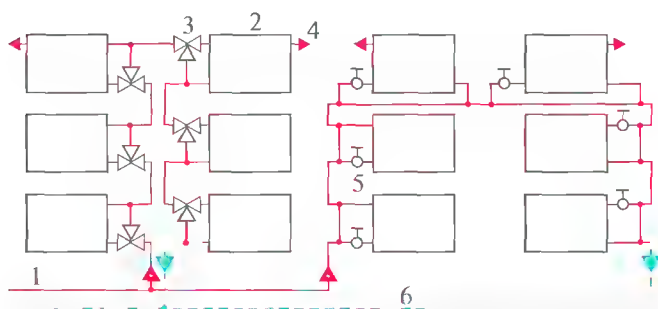


Рис. 4.1.4. Принципиальная схема вертикальной однотрубной системы отопления с нижней разводкой

1 — магистраль горячей воды; 2 — отопительный прибор;
3 — трехходовой кран; 4 — выпуск воздуха; 5 — регулирующий кран;
6 — магистраль обратной воды

регулировка является следствием изменения удельного веса воды в зависимости от ее температуры. Создается дополнительная (к циркуляционному насосу) сила для перемещения воды по отопительной системе.

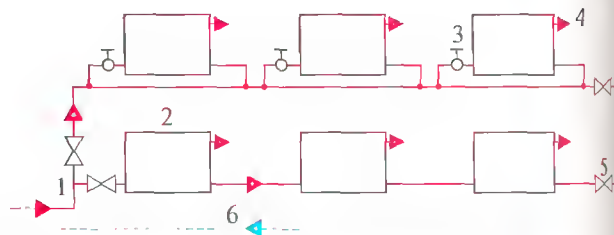


Рис. 4.1.5. Схема горизонтальной однотрубной системы отопления

1 — стояк; 2 — нагревательные приборы; 3 — регулирующий кран;
4 — выпуск воздуха; 5 — регулирующая арматура; 6 — магистраль обратной воды

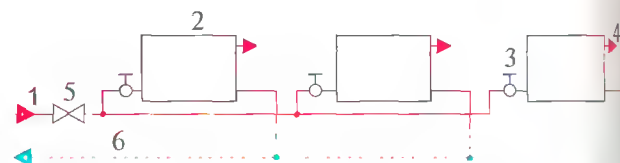


Рис. 4.1.6. Схема горизонтальной двухтрубной системы отопления

1 — стояк; 2 — нагревательные приборы; 3 — регулирующий кран;
4 — выпуск воздуха; 5 — регулирующая арматура; 6 — магистраль обратной воды

В настоящее время в России и странах СНГ широкое применение нашли однотрубные системы отопления, особенно в зданиях повышенной этажности. По сравнению с двухтрубными системами длина труб однотрубной системы составляет 70–75 %. Однотрубные системы так же, как и двухтрубные, выполняются с верхней и с нижней разводкой. В жилых и большинстве административно-бытовых и общественных зданий почти исключительно применяются вертикальные однотрубные системы. Принципиальные схемы однотрубных водяных систем отопления с верхней и нижней разводкой показаны на рис. 4.1.3 и 4.1.4.

Существует и применяется несколько схем присоединения отопительных приборов в однотрубных вертикальных системах: проточная, проточная с нерегулируемым байпасом и проточная с регулируемым байпасом. Все три схемы присоединения отопительных приборов показаны на рис. 4.1.5 последовательно слева направо (проточная, проточная с нерегулируемым байпасом и проточная с регулируемым байпасом).

По первой схеме вся вода проходит через нагревательные приборы, которые не имеют регулировочных кранов. По второй схеме при одном центральном замыкающем участке (байпасе) каждый отопительный прибор имеет регулировочный кран 5 (рис. 4.1.6). Третий вариант подключения предусматривает установку трехходового крана 3.

Горизонтальные схемы применяются в зданиях большой протяженности. Горизонтальные системы бывают однотрубными и двухтрубными. В горизонтальных

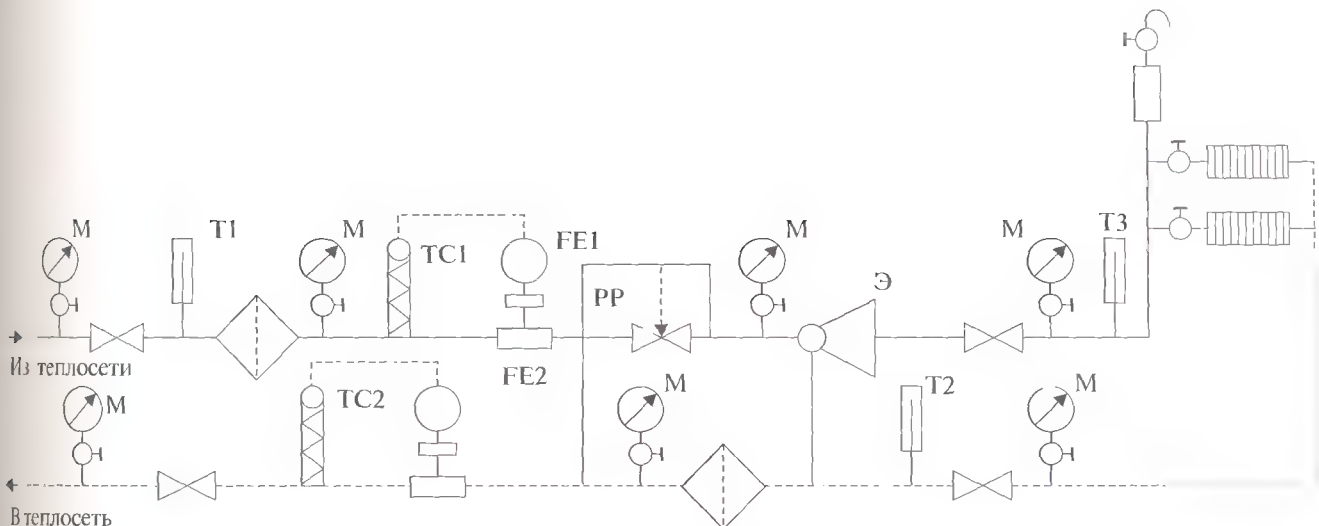


Рис. 4.1.7. Схема теплового узла элеваторного присоединения системы отопления к тепловым сетям
 FE – теплосчетчик; PP – регулятор расхода прямого действия; М – манометр; ТС – термометр сопротивления; Т – термометр; Э – элеватор

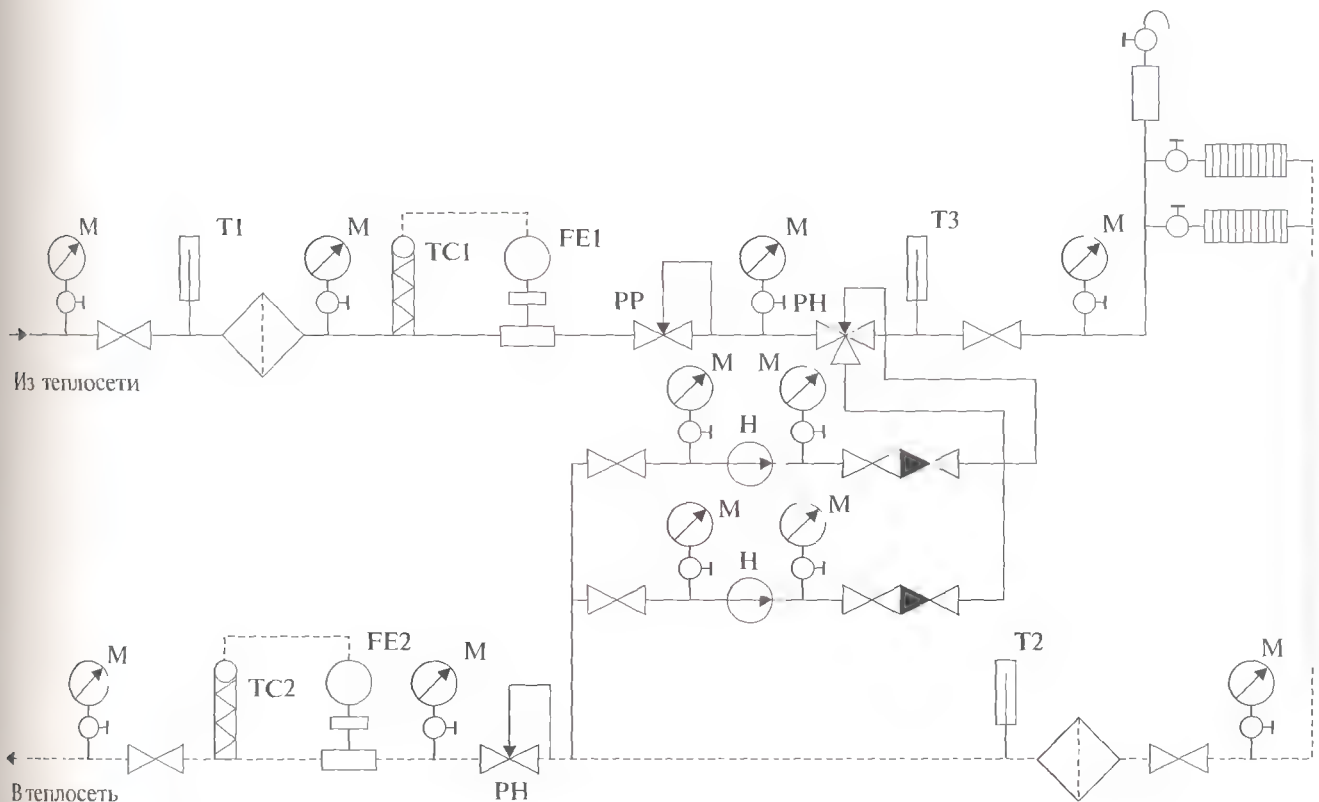


Рис. 4.1.8. Схема теплового узла присоединения системы отопления с насосом на перемычке
 FE – теплосчетчик; PP – регулятор расхода прямого действия; PH – регулятор напора прямого действия; М – манометр; ТС – термометр сопротивления; Т – термометр; Н – насос

системах отопления выпуск воздуха осуществляется из всех отопительных приборов.

Системы отопления жилых и общественных зданий, помещений промышленных предприятий присоединяются к тепловым сетям по зависимой или независимой схеме [36].

Если избыточное давление в обратном трубопроводе сети при нормальном или аварийном режиме не

превышает 0,6 МПа, то применяют зависимую схему присоединения системы отопления с элеваторным или насосным подмешиванием. На рис. 4.1.7 приведена зависимая схема присоединения системы отопления здания к водяной тепловой сети с элеваторным подмешиванием воды из обратного трубопровода. Необходимым условием нормальной работы элеватора является достаточная разность напоров в подающем и обратном

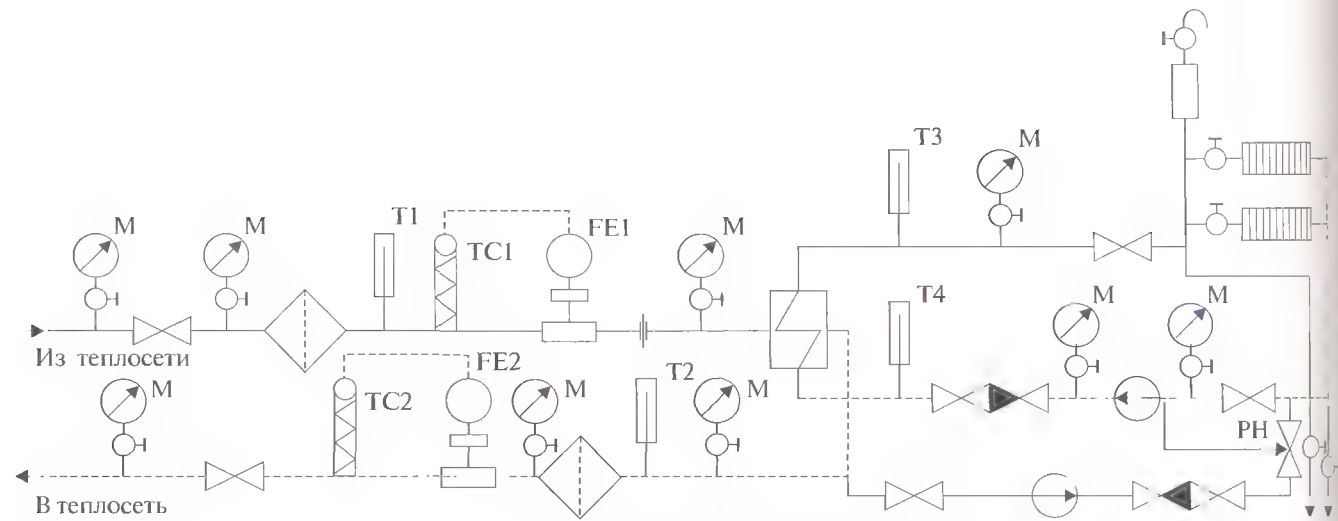


Рис. 4.1.9. Схема узла теплового пункта с независимым присоединением системы отопления
 М — манометр; ТС — термометр сопротивления; Т — термометр; FE — теплосчетчик; РН — регулятор давления

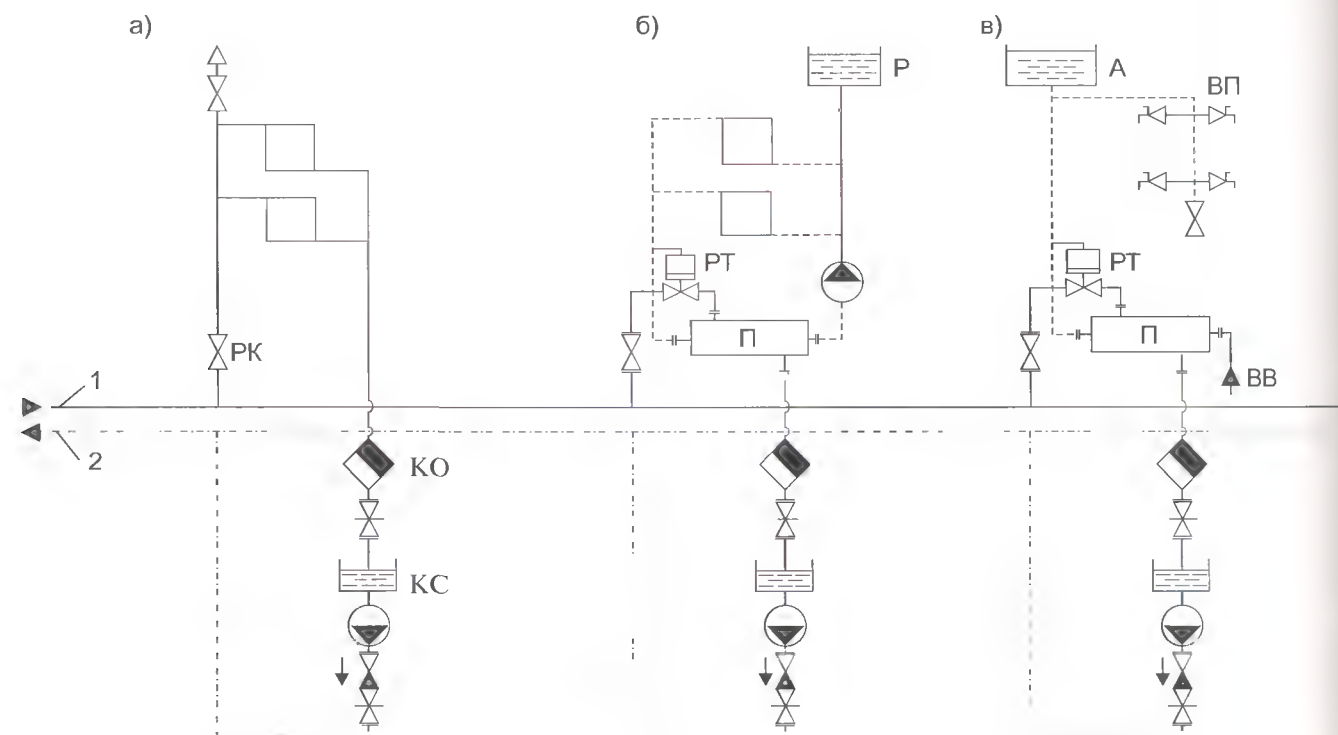


Рис. 4.1.10. Паровая система с возвратом конденсата

Схемы присоединений: а) — отопления по зависимой схеме; б) — отопления по независимой схеме; в) — горячего водоснабжения; 1 — паропровод; 2 — конденсатопровод; РК — регулировочный кран; КО — конденсатоотводчик; КС — конденсатосборник; П — подогреватель; А — аккумулятор; Р — расширительный бак; РТ — регулятор температуры; ВВ — водопроводная вода; ВП — водоразборные приборы

трубопроводах. Для примера на рис. 4.1.8 [36] показана типовая схема присоединения с насосным подмешиванием воды из обратного трубопровода. В приведенном случае статическое давление в системе отопления превышает давление в обратном трубопроводе.

Системы отопления можно присоединять к тепловым сетям по независимой схеме — через водо-водяной теплообменник. Присоединение систем отопления по независимой схеме (см. рис. 4.1.9) [36] произ-

водится при необходимости гидравлической изоляции системы от тепловой сети при динамическом или статическом режимах, например, когда давление в тепловой сети превышает допустимый для данной системы предел или, наоборот, когда статическое давление в системе превышает предел, допустимый для тепловой сети или других присоединенных к ней систем. Более подробно способы и правила подключения потребителей к водяным сетям изложены в [4].

Системы парового отопления

Системы парового отопления применяют в основном для производственных зданий и помещений с временным пребыванием людей. Применение парового отопления в жилых и общественных зданиях ограничено по санитарно-гигиеническим требованиям из-за высокой температуры поверхностей отопительных приборов.

Системы парового отопления бывают:

- однотрубными и двухтрубными;
- высокого и низкого давления;
- с возвратом и без возврата конденсата.

Отопительные системы присоединяются к паропроводам как по зависимым, так и по независимым схемам.

Системы парового отопления применяют преимущественно двухтрубными, за исключением случаев, когда применяют проточные паровые системы (без возврата конденсата).

Системы без возврата конденсата в отопительной вентиляционной технике и горячем водоснабжении жилых домов и на промышленных предприятиях применяются редко. Потребители тепла в таких системах присоединяются по зависимой схеме. Образующийся конденсат из отопительных приборов охлаждается и целиком используется на горячее водоснабжение. Теплоснабжение без возврата конденсата допускается на небольших предприятиях, когда сбор и возврат конденсата нецелесообразен из-за большой разветвленности сборных конденсатопроводов или сложности очистки загрязненного конденсата.

В системах с возвратом конденсата (см. рис. 4.1.10) [15] регулирование расхода пара на отопление жилых, общественных и производственных зданий до-

пускается осуществлять вручную путем открытия или закрытия регулировочного крана. Конденсатоотводчики, конденсатосборники и конденсатные насосы после систем отопления устанавливаются перед отводом конденсата из абонентского узла ввода.

Сбор и возврат конденсата производится по открытой и закрытой схемам. В открытых схемах сбора конденсата от потребителей за счет избыточного давления за конденсатоотводчиком сливается в бак, сообщающийся с атмосферой. При недостаточном избыточном давлении и температуре конденсата 100°C и более движение конденсата может создаваться за счет изменения уровней трубопровода (самотечное движение конденсата). Ввиду больших потерь тепла и конденсата и значительной коррозии трубопроводов открытые схемы сбора и возврата конденсата применяются при расходах конденсата не более 10 т/ч и расстоянии от источника тепла не более 500 м .

В закрытых схемах сбора конденсат на всех участках от потребителей до баков и от них до источника тепла должен находиться под избыточным давлением не менее $0,005\text{ МПа}$. В конденсатосборниках над уровнем конденсата вследствие избыточного давления образуется паровая подушка, препятствующая присосу воздуха. Если избыточного давления за конденсатоотводчиком недостаточно для подачи конденсата в баки под необходимым давлением, то откачка конденсата от потребителей должна выполняться насосами.

В промышленных зданиях применяют, как правило, системы высокого давления, в других — низкого давления. Схемы парового отопления низкого давления с теплоснабжением от местной котельной показаны на рис. 4.1.11 [27], пример пароснабжения

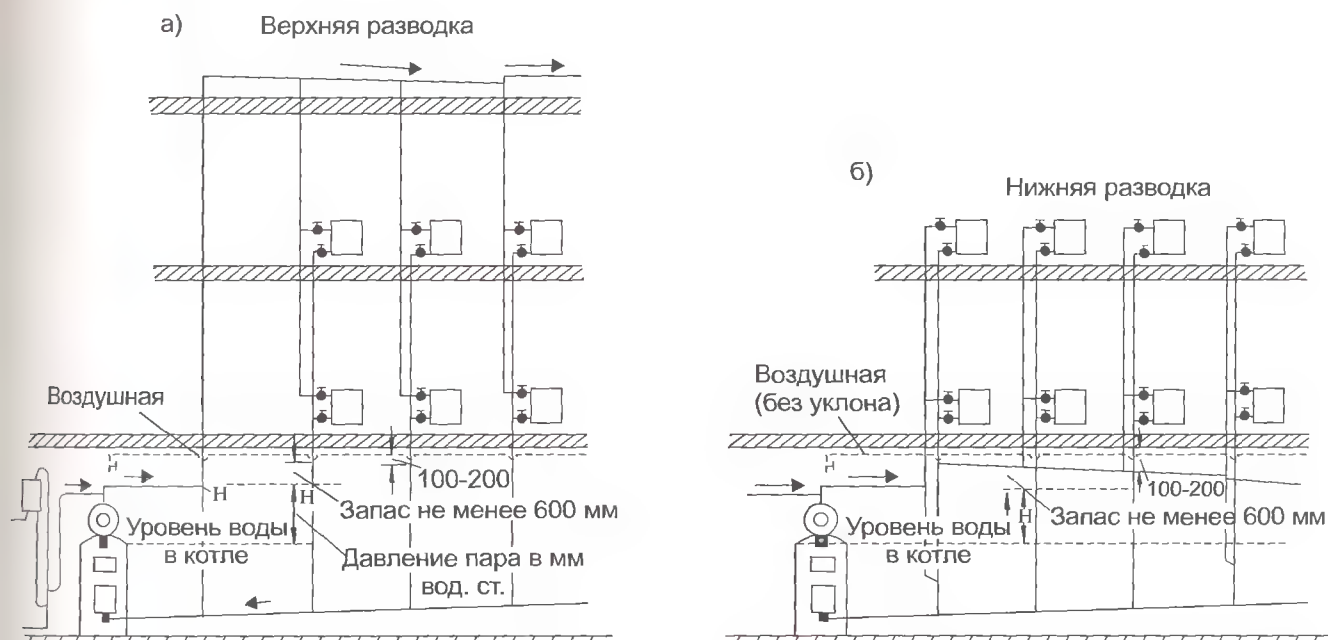


Рис. 4.1.11. Схемы парового отопления низкого давления с перекачкой конденсата

а) — с верхней разводкой; б) — с нижней разводкой

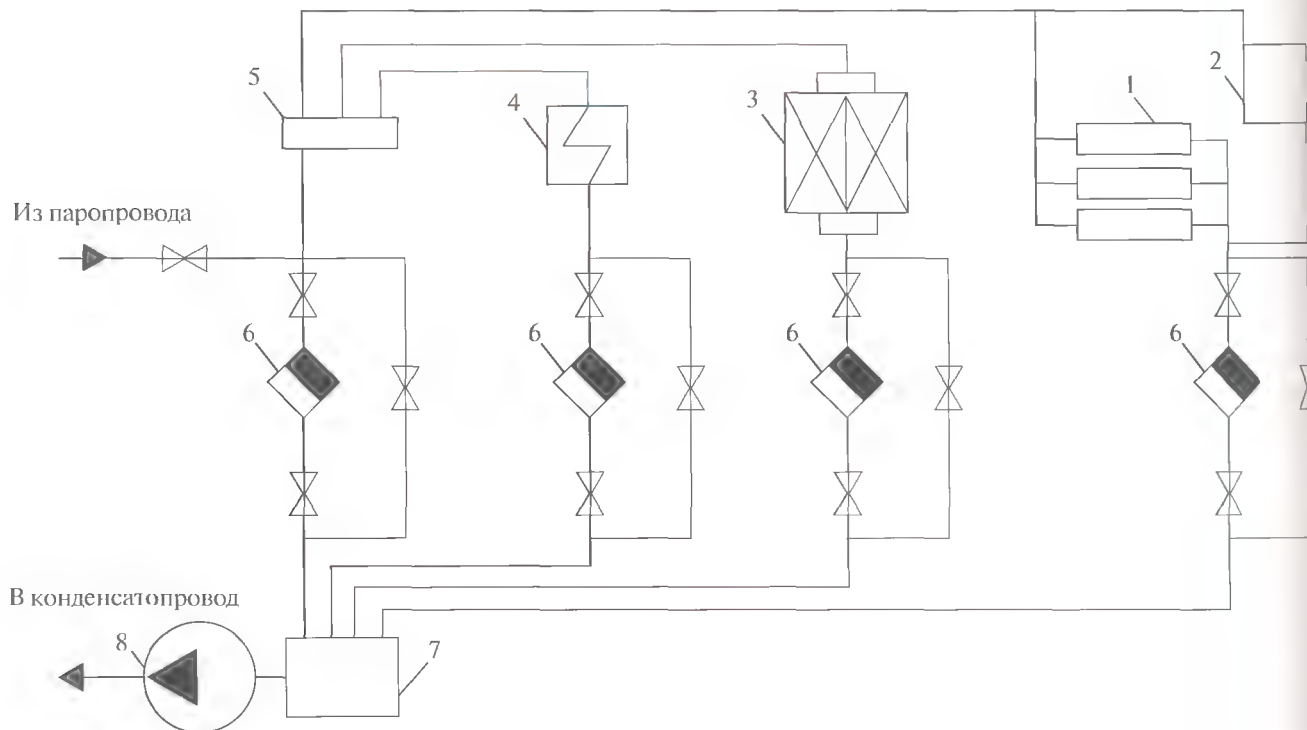


Рис. 4.1.12. Схема парового отопления высокого давления промышленного объекта

1 — регистр; 2 — батарея отопления; 3 — калорифер; 4 — технологическая установка; 5 — коллектор; 6 — конденсатоотводчик; 7 — конденсационный бак; 8 — насос

промышленного объекта с системами высокого давления — на рис. 4.1.12.

Системы вентиляции

Известно, что системы вентиляции являются вторым по значимости, а для общественных и промышленных зданий нередко и первым потребителем тепловой энергии после систем отопления. Помимо тепловой энергии приточные вентиляционные системы потребляют электрическую энергию, но соотношение между ними таково, что тепловая энергия составляет примерно 90 % от общего потребления энергоресурсов.

Назначение вентиляции — удаление из обслуживаемого помещения избытков теплоты, влаги, снижение концентраций вредных веществ ниже уровня предельно допустимых концентраций, а взрывоопасных веществ — до концентрации ниже предела взрываемости.

Системы вентиляции классифицируются по способу организации воздушных потоков. Различают естественную вентиляцию, аэрацию и вентиляцию с принудительным побуждением (механическая вентиляция или принудительная).

Движущей силой для создания потока воздуха при естественной вентиляции является разность полных давлений в верхней точке вентиляционной шахты и на нулевой отметке. Естественная вентиляция нашла широкое применение для вентиляции жилых зданий.

При организации аэрации поток воздуха создается за счет разности плотностей воздуха снаружи и внутри помещения. Применяется для вентиляции промышленных зданий с большими избытками теплоты.

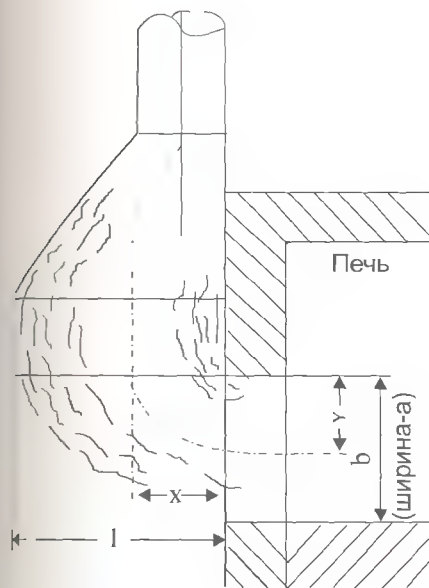
В данном разделе рассматривается механическая вентиляция, как требующая значительных затрат тепловой энергии для подогрева приточного воздуха.

Механическая вентиляция подразделяется на общеобменную (приточную и вытяжную) и местную. При общеобменной вентиляции воздух подается или удаляется из всего объема вентилируемого помещения.

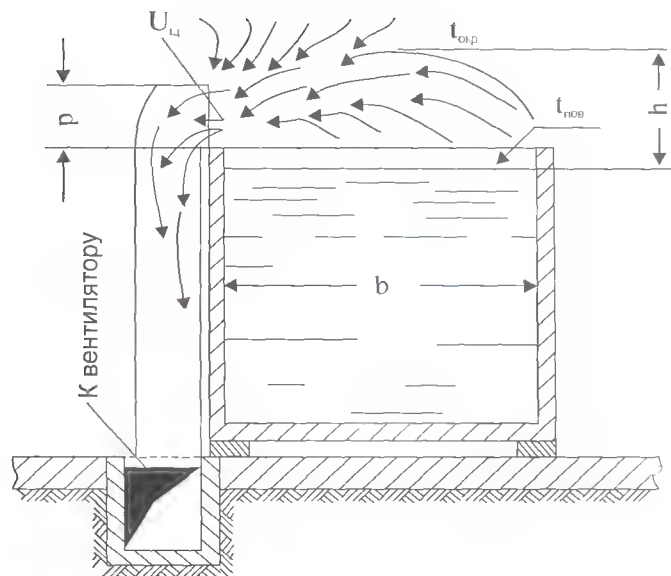
Местной вентиляцией называется такая, при которой воздух подают на определенные рабочие места (местная приточная вентиляция), а загрязненный воздух удаляют только от мест образования вредных выделений (местная вытяжная вентиляция).

К местной приточной вентиляции относятся воздушные души (целенаправленный приток воздуха); воздушные оазисы — участки помещений, отгороженные от основного помещения передвижными перегородками высотой 2–2,5 м, в которые нагнетается воздух с пониженной температурой; воздушные тепловые завесы, создающие преграды для холодного воздуха, врывающегося в помещение через открытые двери или ворота. Воздушные души подают чистый воздух к постоянным рабочим местам, обдувая рабочих и снижая температуру окружающего воздуха в зоне действия душа.

Местную вытяжную вентиляцию применяют при локализации мест выделений вредных веществ в помеще-



а)



б)

Рис. 4.1.13. Схемы местной вентиляции

а) зонт-козырек у загрузочного отверстия печи; б) бортовой отсос у технологической ванны

нии с целью исключения их распространения по всему помещению.

Местная вытяжная вентиляция в производственных помещениях обеспечивает улавливание и отвод вредных выделений: выделяющегося от оборудования тепла, влаги, вредных веществ, пыли, дыма и т. д.

Для удаления вредностей применяют местные отсосы: укрытия мест их выделений в виде зонтов или шкафов, укрытия в виде кожухов у станков, бортовые отсосы у ванн и др.

Местная вентиляция требует меньших затрат энергоресурсов, чем общеобменная. В производственных помещениях обычно применяют смешанную систему вентиляции — общеобменную (приточную и вытяжную) для создания микроклимата во всем объеме помещения и местную — на рабочих местах. Применение местных отсосов, например в местах концентрации вредностей, позволяет сократить расход приточного воздуха обменной вентиляции, тем самым сокращая затраты тепловой мощности на обогрев поступающего воздуха. Примеры организации местной вентиляции в виде зонта у печи и бортового отсоса у ванны приведены на рис. 4.1.13 [27].

Потребителем тепловой энергии в системах общеобменной вентиляции, пример которой представлен на рис. 4.1.14, являются приточные установки [15]. Простейшая приточная установка (см. рис. 4.1.15.а) состоит из следующих основных элементов: вентилятора с электродвигателем 1; воздухонагревателя (калорифера) 2; воздухоприемной решетки или шахты 3; запорных и регулирующих клапанов 4; приточных воздуховодов 5 [27].

В случае загрязнения наружного воздуха в камере устанавливают фильтры 6 (масляные, бумажные, мокрой очистки и др.). Такая камера показана на рис. 4.1.15.

В некоторых случаях воздух, подаваемый в помещения, увлажняют или осушают в зависимости от требований технологического процесса или для создания комфортных метеорологических условий в помещении (в случаях, когда в помещении требуется создать и автоматически поддерживать определенные параметры микроклимата, применяют кондиционирование воздуха).

Приточные камеры располагаются в подвалах, на чердаках производственных и общественных зданий, а также на площадках внутри помещений. Пример компоновки простейшей приточной камеры, расположенной в подвале здания, приведен на рис. 4.1.16.

Современные технологии производства вентиляционных систем представлены блочно-каркасными установками. Выполняя функции традиционных систем вентиляции, такие установки позволяют гибко расширять функциональные возможности систем. Например, в их составе могут быть блоки охлаждения воздуха, парового увлажнения, блоки утилизации теплоты вытяжного воздуха. Принципиальные схемы подготовки воздуха остаются характерными для систем вентиляции. Появляются новые возможности и дополнительное удобство эксплуатации и обслуживания систем, скомпонованных по блочно-каркасному принципу. Наличие элементов охлаждения и влажностной обработки воздуха требует, помимо источника тепловой энергии, источника холода, каковым может быть,

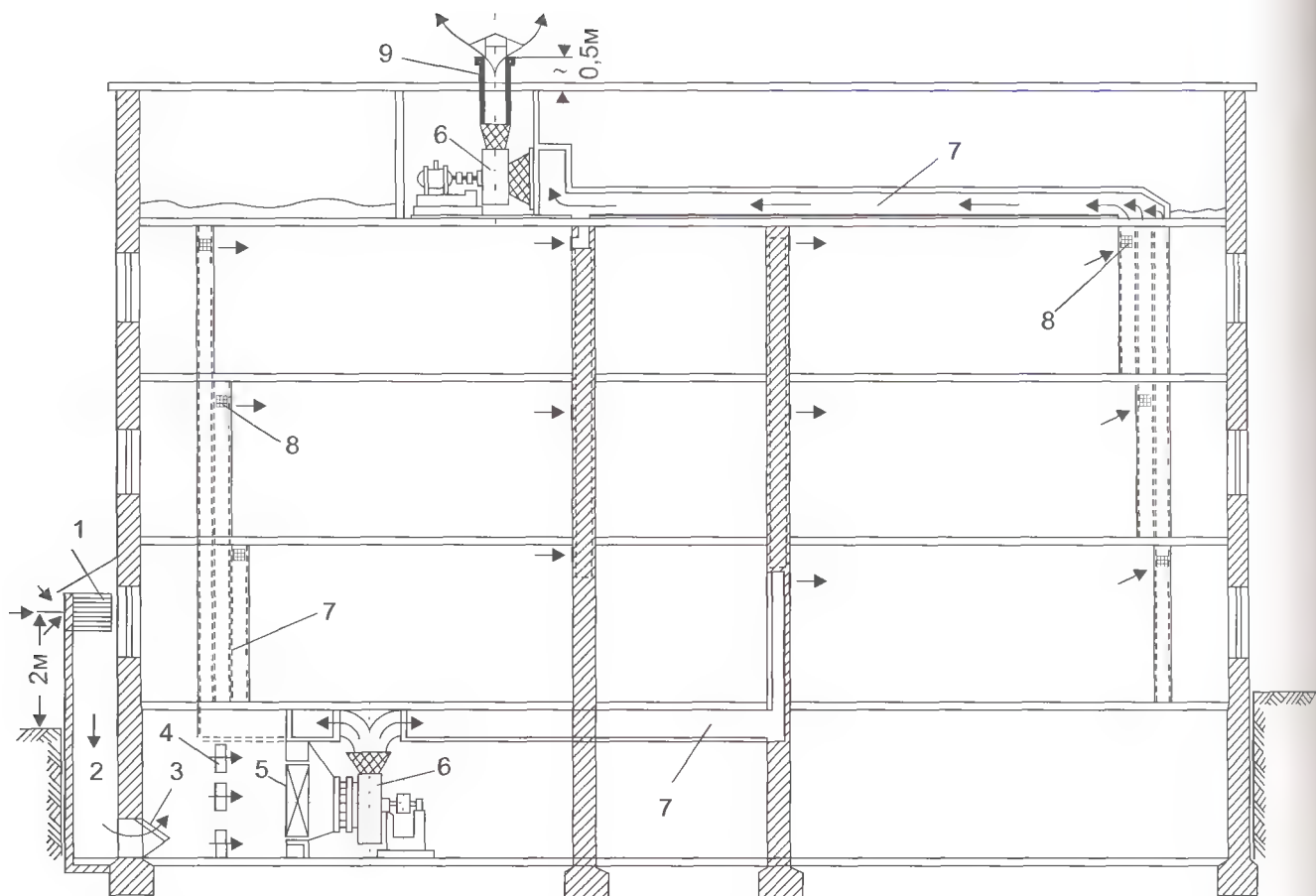


Рис. 4.1.14. Схема приточно-вытяжной вентиляции общественного здания

1 — воздухозаборная решетка; 2 — воздухозаборная шахта; 3 — утепленный клапан; 4 — фильтр; 5 — калориферы; 6 — вентилятор; 7 — воздуховоды; 8 — воздуховыпускные и воздухозаборные решетки; 9 — вытяжная шахта с зонтом

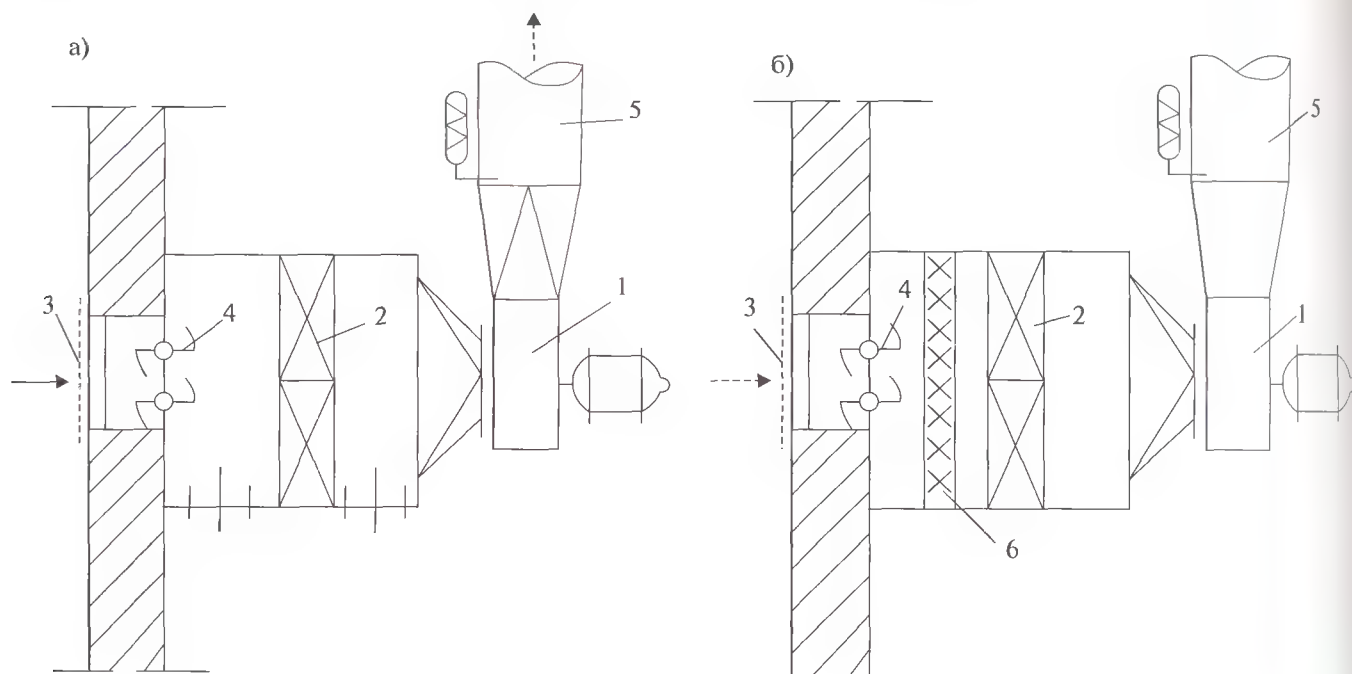


Рис. 4.1.15. Схемы приточных камер систем общеобменной вентиляции

а) 1 — вентилятор с электродвигателем; 2 — воздухонагреватель (калорифер); 3 — воздухоприемная решетка; 4 — запорный клапан; 5 — приточный воздуховод; б) 1 — вентилятор с электродвигателем; 2 — воздухонагреватель (калорифер); 3 — воздухоприемная решетка; 4 — запорный клапан; 5 — приточный воздуховод; 6 — воздушный фильтр

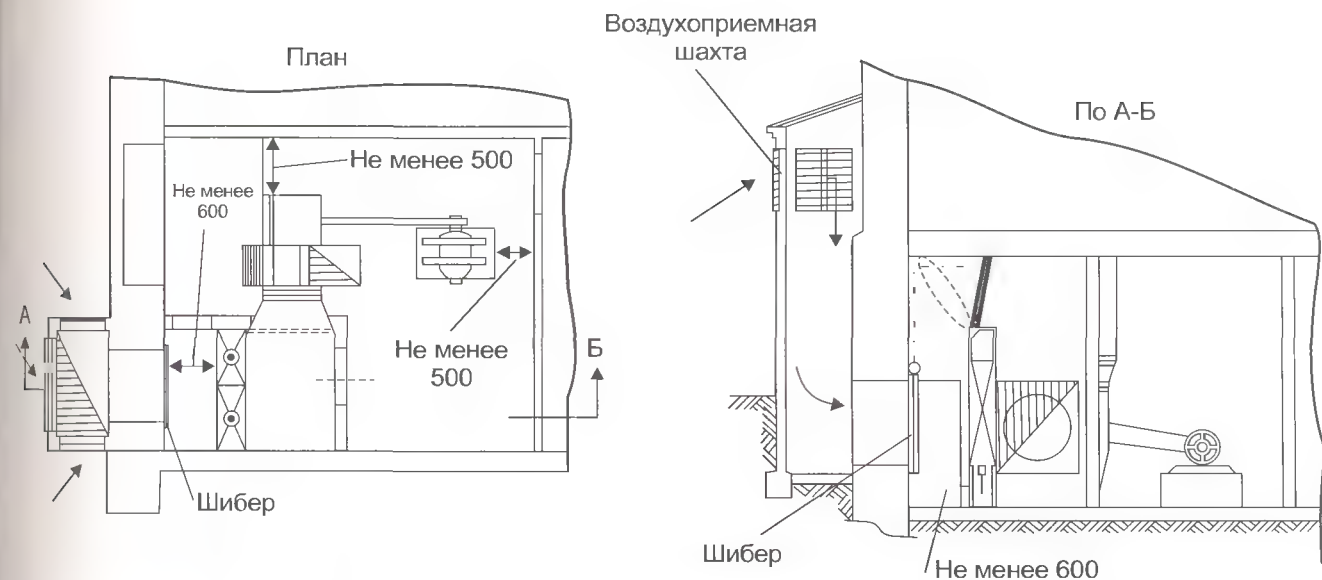


Рис. 4.1.16. Компонировка приточной камеры, расположенной в подвале здания [27]

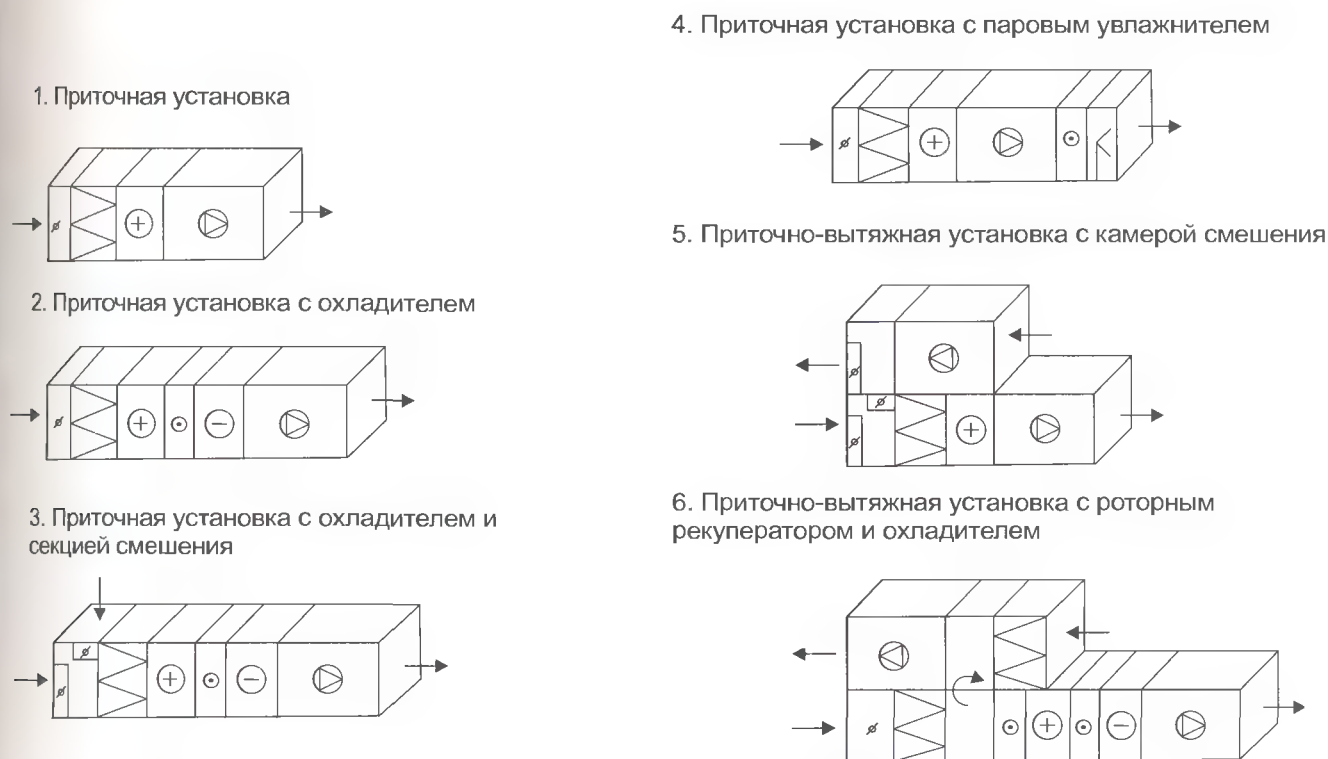


Рис. 4.1.17. Примеры компоновки приточных и приточно-вытяжных вентиляционных блоков систем общеобменной вентиляции, выполненных по блочно-каркасной технологии

например, артезианская вода или вода, охлажденная холодильной машиной. Другими словами, расширение функциональных возможностей систем вентиляции и создание комфортной внутренней среды требуют нового оборудования в составе систем и дополнительных затрат энергоресурсов. На рис. 4.1.17 представлены примеры возможных компоновок блочно-каркасных приточно-вытяжных систем вентиляции, выпускаемых отечественными производителями, например фирмами

«Веза» и «Арктос». Производительность по воздуху таких систем до $100\,000\text{ м}^3/\text{ч}$. Ниже на рис. 4.1.18–4.1.23 показаны принципиальные схемы обработки воздуха в приточных и приточно-вытяжных установках, компоновки которых приведены на рис. 4.1.17. Три из приведенных примеров (позиции 3, 5–6 на рис. 4.1.17 и схемы 4.1.20, 4.1.22–4.1.23) иллюстрируют применение энергосберегающих технологий (рециркуляции и утилизации теплоты вытяжного воз-

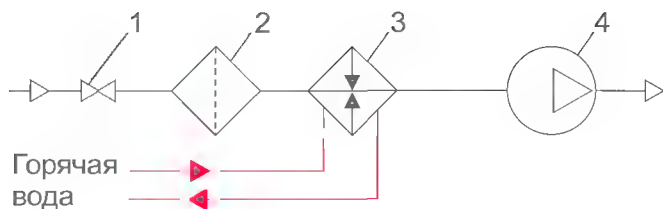


Рис. 4.1.18. Принципиальная схема обработки воздуха в приточной установке

1 — воздушный клапан; 2 — воздушный фильтр; 3 — калорифер; 4 — приточный вентилятор

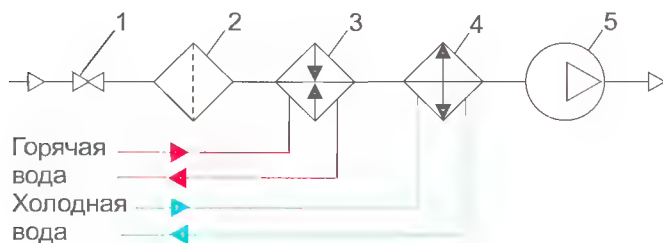


Рис. 4.1.19. Принципиальная схема обработки воздуха в приточной установке с воздухоохладителем

1 — воздушный клапан; 2 — воздушный фильтр; 3 — калорифер; 4 — воздухоохладитель; 5 — приточный вентилятор

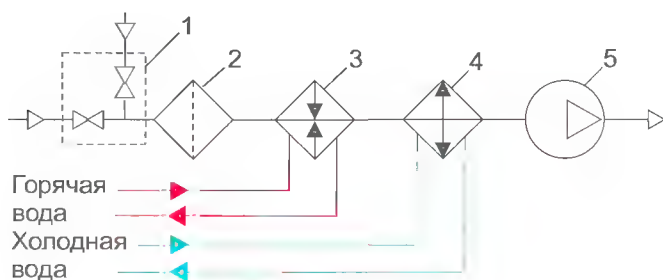


Рис. 4.1.20. Принципиальная схема обработки воздуха в приточной установке с воздухоохладителем и камерой смешения

1 — камера смешения; 2 — воздушный фильтр; 3 — калорифер; 4 — воздухоохладитель; 5 — приточный вентилятор

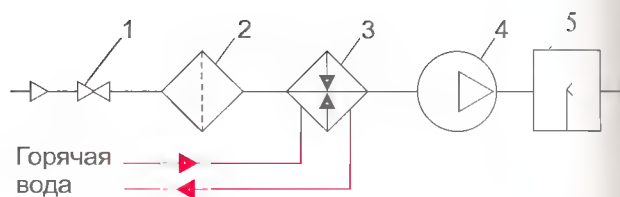


Рис. 4.1.21. Принципиальная схема обработки воздуха в приточной установке с паровым увлажнителем воздуха

1 — воздушный клапан; 2 — воздушный фильтр; 3 — калорифер; 4 — приточный вентилятор; 5 — паровой увлажнитель воздуха

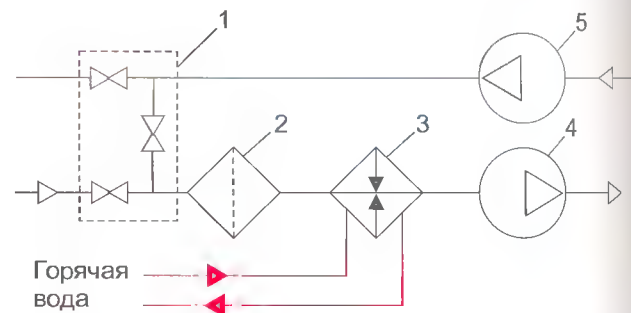


Рис. 4.1.22. Принципиальная схема обработки воздуха в приточно-вытяжной установке с камерой смешения

1 — камера смешения; 2 — воздушный фильтр; 3 — калорифер; 4 — приточный вентилятор; 5 — вытяжной вентилятор

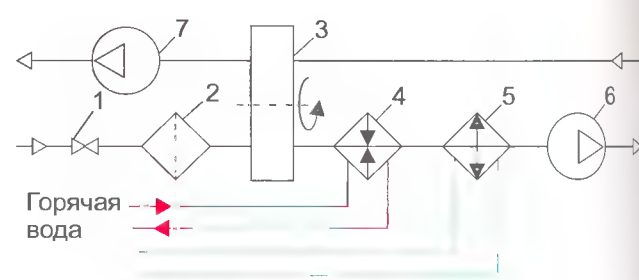


Рис. 4.1.23. Принципиальная схема обработки воздуха в приточно-вытяжной установке с воздухоохладителем и регенеративным теплообменником роторного типа

1 — воздушный клапан; 2 — воздушный фильтр; 3 — теплообменник роторного типа; 4 — калорифер; 5 — воздухоохладитель; 6 — приточный вентилятор; 7 — вытяжной вентилятор

духа), оценки энергосберегающего эффекта от применения которых будут приведены в соответствующем разделе.

Приточные и приточно-вытяжные установки, выполненные по блочно-каркасному методу, компонуются из отдельных секций (блоков) соответствующего типоразмера (в зависимости от производительности по воздуху). Вентиляционная установка собирается из секций (блоков) в соответствии с функциональным назначением системы вентиляции. В приведенных примерах вентиляционные установки скомпонованы из отдельных секций в порядке, приведенном ниже (номер соответствует позиции на рис. 4.1.17).

1. Приточная установка. Секции: воздушного клапана, воздушного фильтра, калорифера, вентилятора.
2. Приточная установка с охладителем. Секции: воздушного клапана, воздушного фильтра, калорифера, инспекционная охладителя, вентилятора.
3. Приточная установка с охладителем и секцией смешения. Секции: смешения, воздушного фильтра, калорифера, инспекционная охладителя, вентилятора.
4. Приточная установка с паровым увлажнителем. Секции: воздушного клапана, воздушного фильтра, калорифера, вентилятора, инспекционная парового увлажнителя.

5. Приточно-вытяжная установка с камерой смешения. По притоку секции: смешения, воздушного фильтра, калорифера, приточного вентилятора. По вытяжке секции: вытяжного вентилятора, воздушного клапана.
6. Приточно-вытяжная установка с теплообменником-утилизатором роторного типа. По притоку секции: воздушного клапана, воздушного фильтра, теплообменника-утилизатора роторного типа, инспекционная калорифера, инспекционная охладителя, приточного вентилятора. По вытяжке секции: воздушного фильтра, теплообменника-утилизатора роторного типа, вытяжного вентилятора.

Секция воздушного клапана используется как запорно-регулирующий элемент. В секции воздушного фильтра применяются фильтрующие материалы, позволяющие проводить как грубую, так и тонкую очистку воздуха. В секции калорифера в качестве греющего теплоносителя используется горячая вода. В секции воздухоохладителя охлаждение воздуха проводится холодной водой (возможна установка фреонового теплообменника). Увлажнение воздуха может проводиться при помощи парового, испарительного или фонтанного увлажнителя. Инспекционная секция предназначена для обслуживания внутренних элементов установки.

1.1.3. Системы кондиционирования воздуха

Кондиционированием воздуха называется создание и автоматическое поддержание нормируемой чистоты и метеорологических условий воздуха в обслуживаемой или рабочей зоне помещений или отдельных его участков следующих кондиций воздушной среды: температуры, влажности, давления, чистоты, газового и ионного состава и скорости движения воздуха.

Для большинства объектов промышленного и общественного строительства, как правило, ограничиваются только частью перечисленных кондиций воздушной среды.

Под термином системы кондиционирования воздуха (СКВ) понимают комплекс технических средств, включающих следующие составные части:

- установку кондиционирования воздуха (УКВ), обеспечивающую необходимые кондиции воздушной среды;
- средства автоматического регулирования, контроля и управления воздуха необходимых кондиций;
- устройства для транспортировки и распределения кондиционированного воздуха и удаления избытков внутреннего воздуха;

- устройства глушения шума и вибраций некоторых элементов СКВ;
- устройства для приготовления и транспортировки электроэнергии, тепла, холода и холодной воды, необходимых для работы УКВ.

СКВ может работать в помещениях совместно с системами отопления и вентиляции, но может выполнять их функции, заменяя их и создавая в помещениях необходимые метеорологические условия, наиболее благоприятные для труда и отдыха человека, позволяющие обеспечить выпуск продукции с необходимыми потребительскими свойствами.

Системы кондиционирования подразделяются на комфортные и технологические. Первые из них предназначены для создания и автоматического поддержания параметров воздушной среды, отвечающих комфортным условиям среды обитания человека. Технологические системы кондиционирования воздуха предназначены для создания микроклимата, отвечающего требованиям технологических процессов.

Кондиционеры воздуха подразделяется на три класса [41]:

- первый класс — для обеспечения метеорологических условий, требуемых для технологического процесса при допустимых отклонениях за пределами расчетных параметров наружного воздуха в среднем 100 ч/год при круглосуточной работе или 70 ч/год при односменной работе в дневное время;
- второй класс — для обеспечения метеорологических условий в пределах оптимальных санитарных или технологических норм при допускаемых отклонениях в среднем 250 ч/год при круглосуточной работе или 175 ч/год при односменной работе в дневное время;
- третий класс — для обеспечения метеорологических условий в пределах допустимых норм, если они не могут быть обеспечены вентиляцией, или оптимальных норм при экономическом обосновании; допустимые отклонения за пределами расчетных параметров наружного воздуха — 450 ч/год при круглосуточной работе или 315 ч/год при односменной работе в дневное время.

СКВ подразделяются также и по другим признакам.

По характеристике воздуха, поступающего на обработку в кондиционер, различаются [11]: прямоточные СКВ, в которых для кондиционирования используется только наружный воздух, и рециркуляционные, в которых на кондиционирование поступает смесь наружного и внутреннего воздуха, а в отдельных случаях — только внутренний.

По расположению используемых источников теплоты и холода различают автономные и неавтономные кондиционеры. В автономных — генераторы теплоты и холода входят в состав кондиционера, а со

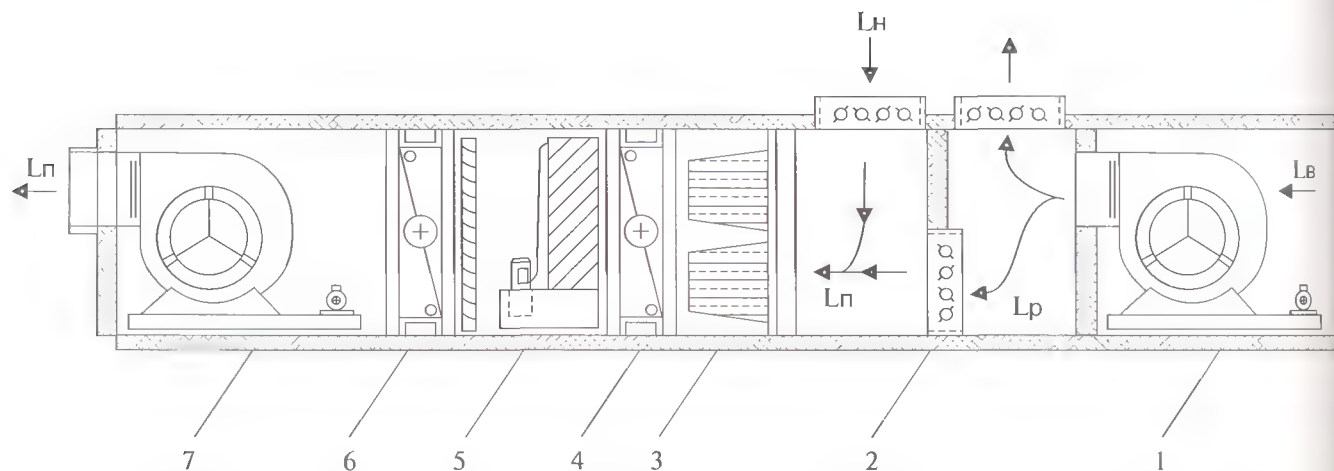


Рис. 4.1.24. Пример комплектации системы кондиционирования воздуха с возможностью рециркуляции вытяжного воздуха
1 — секция вытяжного вентилятора; 2 — камера смешения; 3 — секция воздушного фильтра; 4 — секция калорифера первой ступени; 5 — соотопитель; 6 — калорифер второй ступени; 7 — секция приточного вентилятора

стороны к нему подводятся только электроэнергия и охлаждающая вода. В неавтономных кондиционерах теплота и холод подводятся к каждому из них от централизованных источников холода и теплоты.

По характеру связи с обслуживаемыми помещениями различают: центральные, местные и центрально-местные СКВ [11]. В центральных воздух обрабатывается в центральной УКВ, располагаемой вне обслуживаемых помещений, и подается через воздуховоды для поддержания микроклимата в одном большом помещении или в нескольких помещениях со сходным микроклиматом. В местных СКВ кондиционеры размещаются в тех помещениях или на тех рабочих местах,

где необходимо поддерживать определенный микроклимат. Центральные-местные системы кондиционирования обычно обслуживают несколько помещений с отличающимися требованиями к микроклимату. В них подготовка воздуха до уровня, обеспечивающего необходимый микроклимат в части помещений, проводится в центральной СКВ, а для помещений с иными требованиями к параметрам воздушной среды доводка до требуемых показателей осуществляется в кондиционерах-доводчиках, размещаемых непосредственно в каждом из этих помещений.

По режиму работы СКВ подразделяются на круглогодичные, поддерживающие требуемые параметры воздуха в течение всего года, и сезонные, поддерживающие эти параметры только для холодного или теплого периода года. СКВ различаются также и по другим признакам.

Один из возможных вариантов центральной СКВ, скомпонованной по блочно-каркасному принципу, представлен на рисунке 4.1.24. Подобные системы кондиционирования воздуха обслуживают целые здания, подавая подготовленный в установке воздух ко всем помещениям здания.

В системах кондиционирования воздуха проводится полная его обработка: тепловая и влажностная, механическая (очистка от примесей), и при необходимости регулируется газовый состав воздушной среды.

Приток и вытяжка отработанного воздуха обеспечиваются вентиляторами 1 и 7 (см. рис. 4.1.24). Приточно-вытяжной блок обеспечивает смешение двух потоков воздуха и регулирование расходов свежего наружного воздуха (L_n), отработанного воздуха, направляемого на смешение со свежим воздухом (L_p), и воздуха, удаляемого наружу. Установки, в которых отработанный воздух полностью удаляется в атмосферу, называются приточными. Принципиальная схема обработки воздуха в приточной системе показана на рис. 4.1.25.

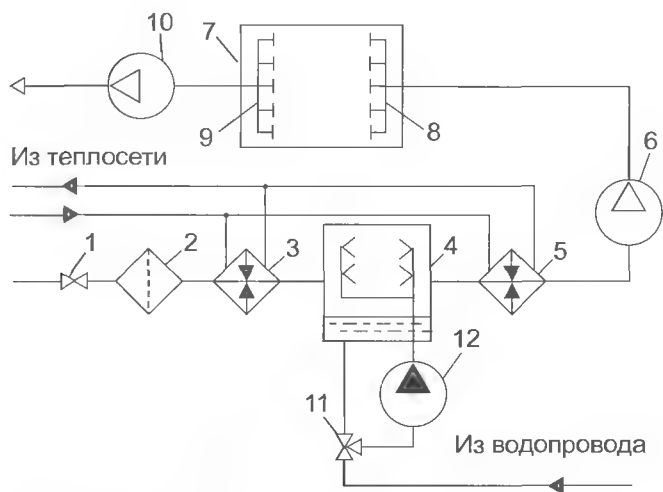


Рис. 4.1.25. Принципиальная схема обработки воздуха в центральной приточной системе кондиционирования
1 — воздушный клапан; 2 — воздушный фильтр; 3 — калорифер первой ступени подогрева; 4 — камера орошения; 5 — калорифер второй ступени подогрева; 6 — приточный вентилятор; 7 — обслуживаемое помещение; 8-9 — система приточно-вытяжных воздуховодов; 10 — вытяжной вентилятор; 11 — трехходовой кран; 12 — циркуляционный насос

Воздух проходит очистку фильтром 2 (см. рис. 4.1.25) и подогревается в калорифере первой ступени 3. Подогрев воздуха осуществляется горячей водой, циркулирующей в трубках калорифера. Калориферы подключаются к водяной тепловой сети. Увлажнение воздуха в холодный период года происходит в камере орошения 4. Окончательная доводка воздуха до требуемых кондиций (температуры и относительной влажности) происходит в калорифере блока воздухонагревателя второй ступени 5.

Для работы установки кондиционирования воздуха необходимы источники тепла (нагрев воздуха) и холодной воды для увлажнения или охлаждения. Источником тепловой энергии является горячая вода из тепловой сети, источником холодной воды может быть водопроводная вода. Если температура воды недостаточна для нужд охлаждения воздуха, то применяется вода, охлажденная холодильной машиной (см. рис. 4.1.26). Для перемещения воздуха в результате работы вентиляторов установка нуждается в подаче электропитания.

Нагретый до нужной температуры наружный воздух подается в обслуживаемую или рабочую зону, где его состояние изменяется в результате политропного процесса, в котором воздух нагревается из-за избытка тепла в помещении или охлаждается, если тепловой баланс помещения отрицателен. Одновременно изменяется в ту или иную сторону и влагосодержание воздуха, в зависимости от баланса влаги в помещении. Далее отработанный воздух вытяжным вентилятором 11 удаляется наружу.

Так работает проточная центральная система кондиционирования воздуха (ЦСКВ), обслуживающая одно или несколько помещений, требования к микроклимату которых одинаковы. Если ЦСКВ обслуживает несколько помещений с различными требованиями к микроклимату (центральная система кондиционирования), то она дополнительно включает устройства — доводчики, позволяющие изменять параметры воздуха, прежде чем он будет доставлен в обслуживаемое помещение. Пример такой схемы приведен на рис. 4.1.26.

С удаляемым воздухом наружу выбрасывается и тепло, поэтому такая схема неэкономична и расточительна с точки зрения энергосбережения. Для того чтобы использовать теплоту вентиляционных выбросов, применяют различные методы. Одним из таких методов является рециркуляция. Принципиальная схема обработки влажного воздуха в центральной системе кондиционирования воздуха с рециркуляцией показана на рис. 4.1.27 (другие энергосберегающие технологии обработки воздуха в СКВ рассмотрены в разделе 4). В отличие от предыдущих схем, на схеме рис. 4.1.27 отсутствует камера орошения. Охлаждение воздуха проводится в «сухом» воздухоохладителе — теплообменнике поверхностного типа. Источником холода может быть вода (или антифриз),

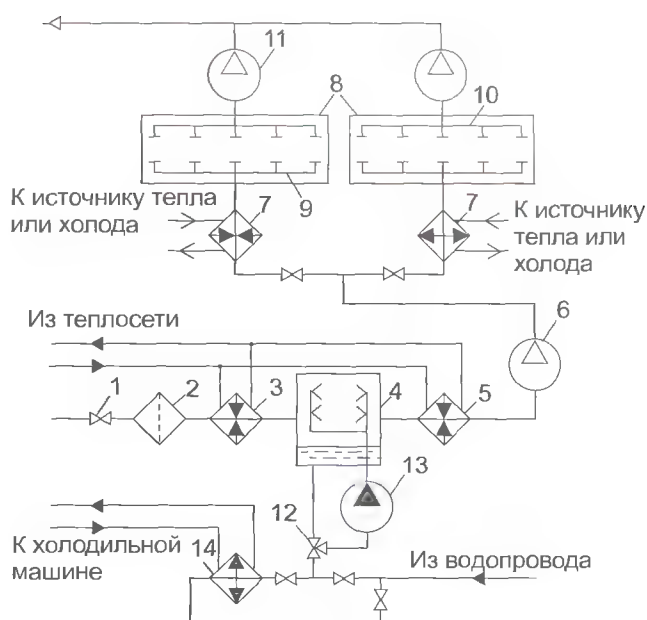


Рис. 4.1.26. Принципиальная схема обработки воздуха в центрально-местной проточной системе кондиционирования воздуха

1 — воздушный клапан; 2 — воздушный фильтр; 3 — калорифер первой ступени подогрева; 4 — камера орошения; 5 — калорифер второй ступени подогрева; 6 — приточный вентилятор; 7 — доводчики; 8 — обслуживаемые помещения; 9–10 — системы приточно-вытяжных воздуховодов; 11 — вытяжной вентилятор; 12 — трехходовой кран; 13 — циркуляционный насос; 14 — теплообменник

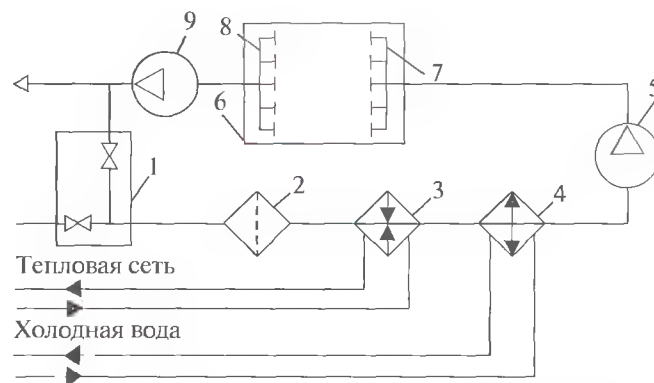


Рис. 4.1.27. Принципиальная схема обработки воздуха в центральной системе кондиционирования воздуха с рециркуляцией

1 — камера смешения с воздушными клапанами; 2 — воздушный фильтр; 3 — калорифер подогрева воздуха; 4 — воздухоохладитель; 5 — приточный вентилятор; 6 — обслуживаемое помещение; 7–8 — системы приточно-вытяжных воздуховодов; 9 — вытяжной вентилятор

подаваемая насосной системой от водоохлаждающей холодильной машины — чиллера. Альтернативой воздухоохладителям с циркулирующей охлажденной в чиллере водой служат фреоновые воздухоохладители. Такие охладители воздуха подключаются по двух-

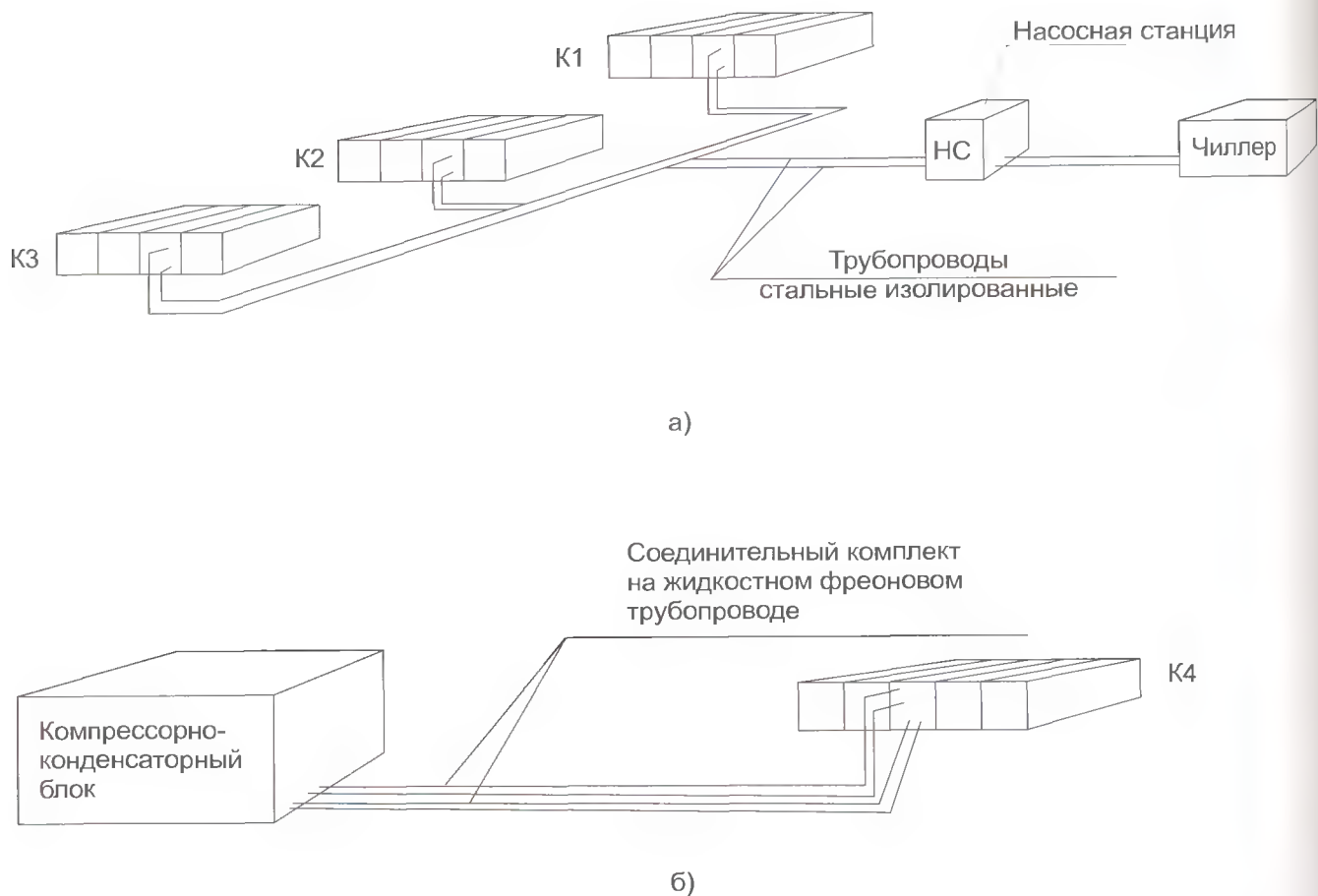


Рис. 4.1.28. Схема подключения поверхностных воздухоохладителей к чиллерам (а) и компрессорно-конденсаторным блокам (б)

K1, K2, K3 — воздухоохладители с водяным охлаждением; K4 — воздухоохладитель, включенный в холодильный контур компрессорно-конденсаторного блока (двухконтурная система) [14]

трубной схеме к компрессорно-конденсаторным блокам (см. рис. 4.1.28). Воздухоохладители и компрессорно-конденсаторные блоки имеют единый холодильный контур. На схеме отсутствует устройство, регулирующее влажность воздуха. При применении фреоновых воздухоохладителей возможна осушка воздуха в результате выпадения влаги на поверхностях теплообменника, имеющих низкую температуру. С целью дополнительного увлажнения может применяться паровой увлажнитель.

Приведенные принципиальные схемы технологий обработки воздуха в ЦСКВ не охватывают всех случаев. Конкретный состав оборудования и функциональные возможности СКВ зависят от требований, предъявляемых к микроклимату обслуживаемых помещений. Системы технологического кондиционирования обеспечивают климатические условия для оптимального протекания технологических процессов и повышения количества и качества производимой продукции. Системы комфортного кондиционирования обеспечивают в помещениях промышленных, общественных и жилых зданий санитарно-гигиенические условия, оптимальные

для самочувствия находящихся в них людей. Если требования к параметрам воздушной среды со стороны технологического процесса и находящихся в помещении людей отличаются незначительно, то в нем применяется единая комфортно-технологическая система кондиционирования. При несовпадении этих требований применяют комбинированные СКВ (локальные технологические — для зоны протекания технологических процессов, комфортные — для рабочей зоны; или же локальные комфортные — на рабочих местах и технологические — для остальной части помещения).

Помимо промышленных центральных систем кондиционирования воздуха, пример которых приведен выше, существуют и нашли широкое применение автономные СКВ, которые можно подразделить по функциональному назначению на три группы: бытовые, полупромышленные и мультizonальные полупромышленные системы [20–21].

Бытовые системы кондиционирования воздуха, в свою очередь, подразделяются на моноблочные и системы с раздельными блоками — с внешним и внутренним, так называемые сплит-системы.

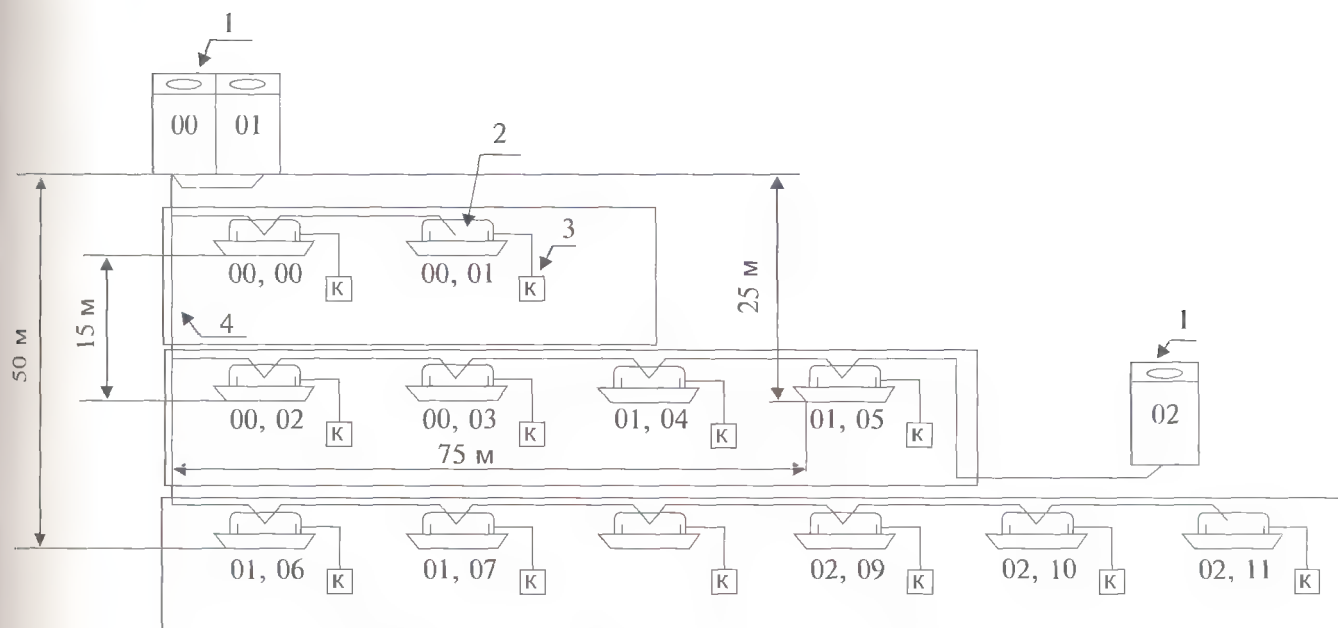


Рис. 4.1.29. Пример сети из множества блоков, расположенных в разных помещениях

1 — внешний блок; 2 — внутренний блок; 3 — пульт управления; 4 — сигнальный кабель

Полупромышленные сплит-системы применяются в помещениях, в которых работает большое количество людей (офисы, рестораны, магазины и т. д.) или установлено большое количество аппаратуры различного назначения, являющейся источником тепловыделений (телефонные станции, машинные залы и т. д.). Как правило, это сплит-системы с большим количеством внутренних блоков.

Мультизональные сплит-системы представляют альтернативный вариант для центральных систем кондиционирования воздуха. От бытовых и полупромышленных систем их отличает ряд особенностей, к основной из которых следует отнести возможность одновременной работы части внутренних блоков в режиме охлаждения, а части — в режиме обогрева помещений, возможность работы блоков в одном помещении со знакопеременной нагрузкой, а также возможность подачи свежего воздуха.

Сплит-система кондиционирования воздуха состоит из двух блоков — внутреннего и внешнего. Количество внутренних блоков, объединяемых с внешним одной гидравлической системой, может быть более одного, вплоть до 16 (мультисплит-система — пример построения такой системы на рис. 4.1.29 [20]). Гидравлическая система двухтрубная и включает два трубопровода, один из которых для газа, а другой — для жидкости. Соответственно, диаметры их различны, большее поперечное сечение имеет газовый трубопровод. Каждый трубопровод помещается в изоляцию с целью уменьшения тепловых потерь или теплопритоков. Если число подключенных блоков более одного, то трубопроводы имеют разветвления.

Длина соединительных трубопроводов ограничена в зависимости от типа системы, так же как и максимальный перепад высот установки внешнего и внутренних блоков.

Помимо трубопроводов, блоки связывает кабель управления для обмена управляющими сигналами между микропроцессорами блоков. В современных системах — двухпроводный неполярный кабель.

Каждый из блоков включает агрегаты, обеспечивающие тепловую и механическую обработку воздуха. Теплообмен между хладагентом и наружным (внутренним) воздухом осуществляется в теплообменниках поверхностного типа.

1.2. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ ОТОПЛЕНИЯ, ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА

Требования, предъявляемые при проектировании систем отопления, вентиляции и кондиционирования, классифицируются как:

- санитарно-гигиенические;
- строительно-монтажные и архитектурные;
- эксплуатационные.

Санитарно-гигиенические требования регламентируют метеорологические условия, или микроклимат, в обслуживаемом помещении (температуру воздуха, относительную влажность и подвижность воздуха).

Помимо метеорологических условий, в помещении регламентируются:

- чистота воздуха в помещении;
- уровень шума в помещении;
- минимальный расход свежего (наружного) воздуха на одного человека;
- выбросы вредных веществ с вентиляционным воздухом.

Указанные системы согласно СНиП 41-01 2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» [9] должны обеспечивать:

- нормируемые метеоусловия и чистоту воздуха в обслуживаемой зоне жилых, общественных и административно-бытовых зданий согласно ГОСТ 30494 [2], СанПиН 2.1.2.1002;
- нормируемые метеоусловия и чистоту воздуха в рабочей зоне производственных помещений согласно ГОСТ 12.1.005 [1] (СанПиН 2.2.4.548);
- нормируемый уровень шума от работы отопительно-вентиляционного оборудования согласно СНиП 23-03;
- охрану атмосферного воздуха от вентиляционных выбросов вредных веществ;
- ремонтпригодность систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха;
- взрыво- и пожаробезопасность систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха.

Нормативными документами установлены оптимальные и допустимые параметры воздуха (температура, влажность и подвижность) в зависимости от категории тяжести работ и периода года (см. раздел «Требования к микроклимату производственных, административно бытовых, общественных и жилых зданий»).

Нормируемые параметры и чистота внутренней среды должны обеспечиваться системами отопления, вентиляции и кондиционирования в пределах расчетных параметров наружного воздуха для соответствующих районов строительства (по СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» [6]).

Расчетными параметрами наружной среды для систем вентиляции и воздушного душирования для теплого периода года являются параметры А [9], для систем отопления, вентиляции и воздушного душирования для холодного периода года, а также для систем кондиционирования для теплого и холодного периодов года — параметры Б. Параметры наружного воздуха для переходных условий года следует принимать 10 °С и удельную энтальпию 26,5 кДж/кг.

Параметры наружного воздуха для зданий сельскохозяйственного назначения, если они не установлены специальными строительными или технологическими нормами, следует принимать [9]:

- параметры А — для систем вентиляции и кондиционирования для теплого и холодного периодов года;
- параметры Б — для систем отопления для холодного периода года.

По заданию на проектирование допускается принимать более низкие параметры наружного воздуха в холодный период года и более высокие параметры наружного воздуха в теплый период года.

При расчете систем вентиляции и кондиционирования концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений принимается равной предельно допустимой концентрации (ПДК) в воздухе рабочей зоны [9], установленной ГОСТ 12.1.2005. Концентрация вредных веществ в приточном воздухе, подаваемом в производственные и административно-бытовые здания, принимается не более 30 % ПДК в воздухе рабочей зоны. Концентрация вредных веществ в приточном воздухе, подаваемом в жилые и общественные здания, принимается не более ПДК в воздухе населенных мест.

Газовый состав и чистота воздуха в помещениях поддерживаются системами вентиляции и кондиционирования воздуха путем подачи определенного количества свежего наружного воздуха. Количество вентиляционного воздуха, необходимого для удаления любого вредного выделения (явные и полные избытки теплоты, избытки влаги, вредные вещества), находится из баланса поступления и отвода данного вредного выделения в единицу времени. Согласно СНиП 41-01-2003 вентиляция и кондиционирование должны обеспечивать минимальный приток свежего наружного воздуха в пределах норм, приведенных в обязательном приложении (см. табл. 4.1.1).

Минимальное количество наружного воздуха, подаваемого в помещение [9], м³/(ч · 1 чел)

Помещение (участок, зона)	Помещение	
	с естественным проветриванием	без естественного проветривания
Производственные	30	60
Общественные и административного назначения*	40	60 (20**)
Жилые общей площадью квартиры на 1 чел.: более 20 м ² (менее 20 м ²)	30 (3 м ³ /ч на 1 м ² жилой площади)	60

* Норма наружного воздуха приведена для рабочих помещений кабинетов, офисов общественных зданий административного назначения. В других помещениях общественного назначения норму наружного воздуха следует принимать по требованиям соответствующих нормативных документов.

** Для помещений, в которых люди находятся не более двух часов непрерывно.

Примечание. Нормы установлены для людей, находящихся в помещении более двух часов непрерывно.

Общие замечания к расчету расхода приточного воздуха в системах вентиляции или кондиционирования воздуха в соответствии с санитарно-гигиеническими требованиями, предъявляемыми к подобным системам.

1. Избытки явной и полной теплоты находятся по тепловому балансу помещения с учетом теплопотерь (теплопритоков) и тепло- и влаговыделений от людей, бытовых или технологических установок. Тепловлаговыделения от людей в зависимости от температуры внутреннего воздуха приведены в [17].
2. ПДК определяются по обязательному приложению 2 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны» ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

1.3. СИСТЕМЫ ВОЗДУШНОГО ИЛУЧИСТОГО ОТОПЛЕНИЯ

1.3.1 Воздушное отопление

Воздушное отопление [19, 27-28] применяют, как правило, для обогрева производственных помещений. При наличии в производственном цехе приточной вентиляции ее совмещают с отоплением, в этом случае приточный воздух нагревают выше расчетной температуры внутреннего воздуха.

Системы воздушного отопления разделяются на центральные и местные. Центральные системы используются для отопления крупных цехов (см. рис. 4.1.30). Наружный воздух, подаваемый в цех системой воздушного отопления, предварительно подогревается в калориферах, расположенных в тепловом центре за пределами цеха. Подогретый воздух подается в цех вентилятором по системе воздуховодов. Проходя через калориферы, воздух нагревается до температуры (t_n) более высокой, чем расчетная температура воздуха в рабочей зоне ($t_{в}$). Подогрев воздуха осуществляют горячей водой или паром. Воздух поступает в цех через воздуховоды и воздухораспределители. Воздухораспределители с регулируемым углом подачи струи в вертикальной плоскости располагаются на стенах цеха. Скорость струи воздуха $w_0 = (6-15) \text{ м/с}$ [19]. Теплота приточного воздуха компенсирует потери теплоты цехом в окружающую среду. Воздух из цеха с расходом L_p поступает в тепловой центр. Расход рециркулирующего через калориферы воздуха L_p зависит от работы вытяжной вентиляции цеха. Материальный баланс потоков воздуха:

$$\rho_n L_n = \rho_y L_y; \quad \rho_n L_n + \rho_p L_p = \rho_n L_n. \quad (4.1.1)$$

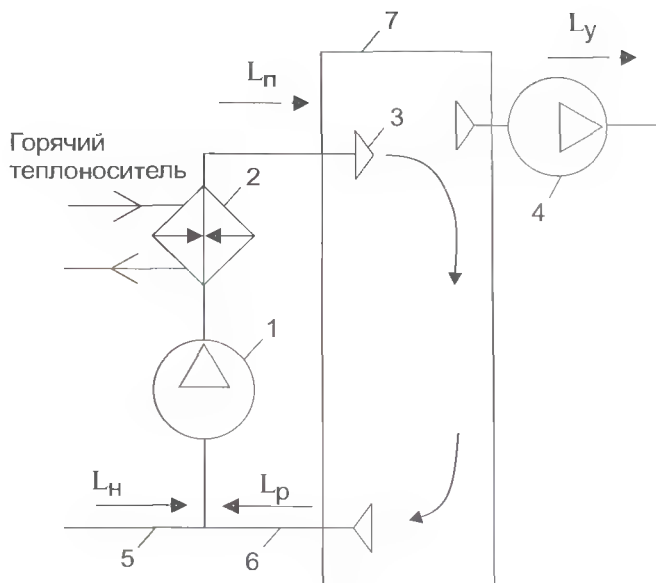


Рис. 4.1.30. Схема центральной системы воздушного отопления

1 — вентилятор; 2 — калорифер; 3 — воздуховод приточного воздуха; 4 — вытяжная вентиляция; 5 — воздуховод наружного воздуха; 6 — воздуховод забора воздуха из помещения; 7 — отапливаемое помещение

В уравнениях (4.1.1): L_n — расход наружного воздуха, $\text{м}^3/\text{с}$; L_p — расход рециркулирующего воздуха, $\text{м}^3/\text{с}$; L_y — расход вытяжного воздуха, $\text{м}^3/\text{с}$; ρ — плотность воздуха при соответствующей температуре. Забор воздуха из цеха не проводится, если расход вытяжного воздуха превышает расход приточного. В этом случае установка работает как приточная вентиляционная система.

В местных системах (см. рис. 4.1.31) воздушное отопление осуществляется отдельными агрегатами, состоящими из воздухонагревателя (калорифера) и вентилятора с электродвигателем, обеспечивающего циркуляцию воздуха через калорифер. Калорифер обогревается водой или паром. Воздушное отопление осуществляется воздухом, циркулирующим через отопительный агрегат (без разводки его воздуховодами по цеху).

Агрегаты малой тепловой мощности применяют для сравнительно небольших помещений. Эти агрегаты устанавливают при общих теплопотерях помещения примерно до 0,15 Гкал/ч либо в тех случаях, когда сосредоточенному выпуску воздуха мешают внутренние перегородки (высотой более 2,2 м) или громоздкое и высокое производственное оборудование [27].

Воздушное отопление с сосредоточенным выпуском воздуха осуществляют при помощи крупных агрегатов, теплопроизводительностью, как правило, не менее 0,2 Гкал/ч каждый [27]. Такие системы

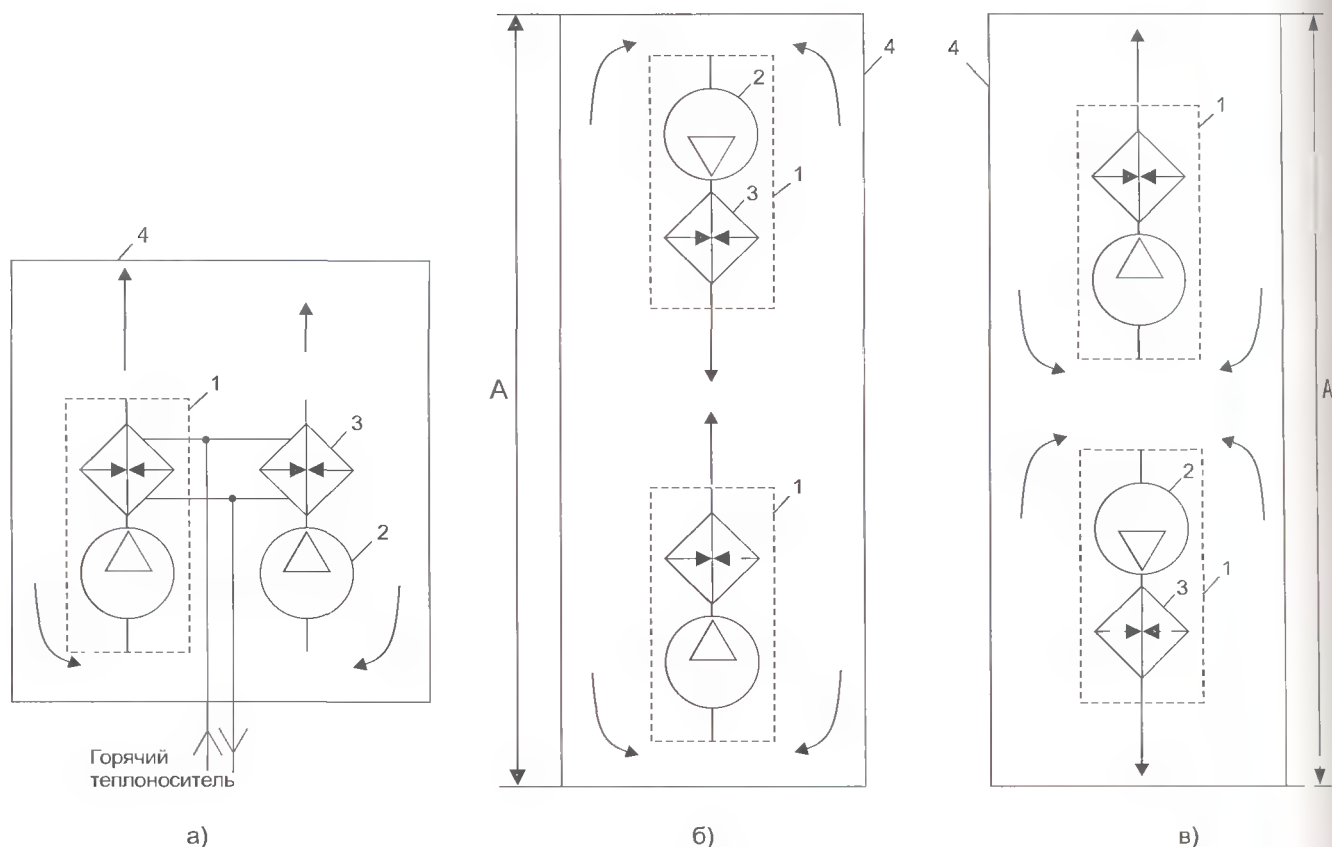


Рис. 4.1.31. Схемы расположения агрегатов воздушного отопления с сосредоточенным выпуском воздуха

а) — параллельные струи; б) — расходящиеся струи; в) — расходящиеся струи. 1 — отопительный агрегат; 2 — вентилятор; 3 — калорифер; 4 — помещение

применяют в производственных и вспомогательных помещениях, в которых нормами допускается рециркуляция воздуха. Кроме того, их следует применять в помещениях, где необходимо только дежурное отопление.

Дальность действия агрегата с сосредоточенным выпуском воздуха принимают не более 120 пог. м при ширине по фронту агрегата не более 40 пог. м [27].

На рис. 4.1.31 показаны схемы расположения агрегатов с сосредоточенным выпуском воздуха. Расстояние А принимают следующим [27]:

а) схема а — не более 60 м при циркуляции воздуха, равной двум объемам помещения, не более 120 м при трехкратной циркуляции воздуха;

б) схема б — до 240 м при трехкратной циркуляции воздуха;

в) схема в — до 240 м при трехкратной циркуляции воздуха.

Воздух выпускается в помещение через сужающиеся к месту его выхода патрубки, выполняемые в виде конфузоров. Патрубки должны иметь приспособления, позволяющие регулировать угол выпуска воздуха в пределах 10° . Рециркуляционные отверстия для всасывания воздуха располагают на высоте

$0,4 \div 0,5$ м от пола до нижнего края отверстия и в вертикальных плоскостях, проходящих через оси выпускных патрубков.

Системы воздушного отопления малоинерционны и позволяют получать тепловой эффект сразу после включения в работу, а также быстро и точно регулировать количество отпускаемой теплоты. Обеспечивая интенсивное перемешивание воздуха в помещении, они позволяют поддерживать стабильные и равномерные значения температуры внутреннего воздуха по всей площади огромных производственных цехов. Удобства и простота совмещения систем центрального воздушного отопления и приточной вентиляции повышают их экономичность.

Перечисленные факторы привели к тому, что системы воздушного отопления являются доминирующими в производственных цехах промышленных предприятий с взрыво- и пожароопасными производствами, а также при больших объемах и площадях цехов. В цехах с повышенными требованиями к качеству воздуха в помещении или с выделением невзрывоопасной и невоспламеняющейся пыли используют системы воздушного отопления, совмещенные с системами приточной вентиляции.

1.3.2. Лучистое отопление

Источником энергии при инфракрасном излучении служат инфракрасные излучатели, состоящие из собственно источника энергии (нагретого тела) и отражателя.

В зависимости от степени нагрева источников их условно подразделяют на [22]:

- низкотемпературные — нагреваемые до температур менее 700°C ;
- среднетемпературные — от 700 до 1500°C ;
- высокотемпературные — выше 1500°C .

При соответствующем подборе спектра излучения инфракрасного излучателя достигается глубинный или поверхностный нагрев облучаемого тела, а также его локальная сушка без нагрева всего объекта.

В качестве источников инфракрасного излучения в системах отопления применяют трубчатые газовые и электрические нагреватели (ТЭНы), электрические нагреватели, керамические панели и др. Установки инфракрасного излучения представляют собой камеры, туннели или колпаки, размеры и формы которых зависят от их назначения и мощности.

Системы отопления с ИК-нагревателями имеют ряд преимуществ: снижение средней температуры в помещении, осуществление зонального обогрева, снижение градиента температуры, быстрый нагрев, простое регулирование, возможность нагрева в часы минимума нагрузки, отсутствие проблем водяного отопления, дешевизна, отсутствие сквозняков, установка на потолке не занимает места, возможность работы вне помещения, простота монтажа, отсутствие обслуживающего персонала.

Чтобы прогреть рабочую зону до нормальной температуры при радиаторном отоплении, необходимо нагреть весь объем помещения (см. рис. 4.1.32). На практике при воздушном отоплении температура воздуха увеличивается на $1,5\text{--}2,5^{\circ}\text{C}$ на каждый метр высоты.

Из рисунка 4.1.31 очевидно, что реальное распределение температур ведет к снижению потерь через кровлю и верхний пояс стен. Кроме того, следует отметить, что поскольку ИК-лучи воспринимаются поверхностью тела, комфортное состояние человека достигается при температуре воздуха на $2\text{--}4$ градуса ниже, чем при традиционном способе отопления. Снижение температуры воздуха на 4°C может привести к существенной экономии энергии.

Известно, что теплоотдача от пола и предметов, нагретых ИК-обогревателями, в жилых помещениях в среднем в $5\text{--}10$ раз превышает теплоотдачу традиционных отопительных приборов (масляных радиаторов, конвекторов).

Расчет системы лучистого отопления и подбор ИК-обогревателей производится на основе расчета теплового баланса отапливаемого помещения (ба-

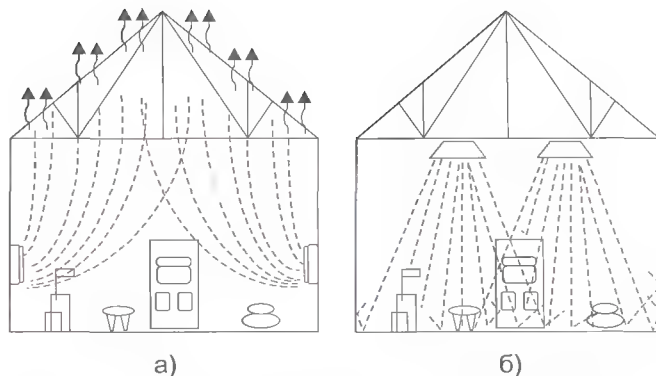


Рис. 4.1.32. Схема распространения тепла при конвективной (а) и лучистой (б) системе отопления

ланс теплопотерь и теплопритоков) по рекомендациям СНиП «Отопление, вентиляция и кондиционирование». При этом, как указывалось выше, учитывается снижение температуры воздуха в отапливаемом помещении до 4°C .

1.4. ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМ СОЗДАНИЯ МИКРОКЛИМАТА

1.4.1. Системы отопления

Важнейшим элементом системы отопления являются отопительные приборы. Наиболее прогрессивными в настоящее время могут считаться приведенные в табл. 4.1.4 панельные радиаторы и конвекторы.

В современных условиях широкое применение получили алюминиевые радиаторы. Выбор алюминия в качестве материала для изготовления отопительных приборов обусловлен его повышенной стойкостью к атмосферной и водной коррозии (за счет образования тонкой оксидной защитной пленки окиси), хорошей теплопроводностью и малым удельным весом.

Фирма «Global» представляет широкую гамму продукции, среди которой биметаллические и алюминиевые радиаторы, производимые по технологии литья под давлением.

Алюминиевый радиатор водяного отопления «VOX» разработан с учетом специфики работы в условиях высоких давлений и низкого качества воды, используемой в системах отопления. Радиаторы испытываются на предприятии давлением 24 атм, имеют разрушающее давление 48 атм и могут устанавливаться в системах автономного и центрального отопления с рабочим давлением до 16 атм.

Конструкция комбинированного радиатора этой же фирмы такова, что вода контактирует только с одним материалом — сталью, а алюминиевая оболочка

Характеристики панельных радиаторов и конвекторов

Панельные радиаторы и конвекторы			Мак рабочее давление	Испытательное давление	Тип прибора	Теплоотдача секции НИИ сантехники $Q = 70$	Габариты секции, мм			Масса прибора	Объем прибора	Цена прибора	Цена 1 кВт по методике НИИ сантехники
Марка	Модель	Материал	Атм	Атм		Ватт	Высота	Длина	Глубина	кг	л	USD	USD
DeLonghi	Platella Standard	сталь	8,7	13	22K	2634	600	1000	102	34,5	6,78	135	58
Korado	Radik	сталь	8,7	13	22K	2700	600	1000	100	36,5	6,1	136	50
Kerini	Профиль-К	сталь	8,7	13	22K	2622	600	1000	100	34,6		139	53
RETTIG-POLSKA	PURMO	сталь	9,3	14	22K	2594	600	1000	102	36,3	5,92	127	49
VSZ Industriatrade	Korad P90	сталь	8,7	13	22K	2661	600	1000	100	41,3	5,92	130	49
BRUGMAN	TOR	сталь	8,7	13	22K	2482	600	1000	102	30,6		127	51
АО «МОСВАРТ»	Мосварт	сталь	8,7	13	22K	2890	600	1000	108	41,9	7,7	135	47
КОНВЕКТОРЫ													
ОАО «Сантехпром»	Универсал-ТБ	сталь	10	15	КСК 20-1,18-К	1180	400	1046	94	17	0,07	265,1 руб.	225 руб.
СП «Изотерм»	Изотерм	AL, Cu, сталь	10	15	РКН410	1827	450	1000	110	34	0,24	180,5	99

Примечания. Стоимость конвектора «Универсал-ТБ» дана в рублях, поскольку не привязывается к валютному курсу. Стоимость 1 кВт теплопередачи радиаторов определяется делением цены прибора длиной 1000 мм и высотой 600 мм на его номинальный тепловой поток в кВт, определенный по методике НИИ сантехники.

По специальному заказу выпускаются приборы с max рабочим давлением 12 или 16 атм, (испытательное в 1,5 раза выше).

Приведенные стоимости являются ориентировочными, т.к. должны уточняться при заказе.

Характеристики радиаторов

Технические параметры радиаторов VOX				Технические параметры радиаторов STYLE			
Модель	Мощность 1 секции, Вт	Габаритные размеры, мм	Вес, кг	Модель	Мощность 1 секции, Вт	Габаритные размеры, мм	Вес, кг
VOX 350-6	152	440x480x95	7,7	STYLE 350-6	118	425x480x80	9,0
VOX 350-8	152	440x640x95	10,2	STYLE 350-8	118	425x640x80	12,0
VOX 350-10	152	440x800x95	12,8	STYLE 350-10	118	425x800x80	15,0
VOX 350-12	152	440x960x95	15,4	STYLE 350-12	118	425x960x80	18,0
VOX 350-14	152	440x1120x95	17,9	STYLE 350-14	118	425x1120x80	21,0
VOX 500-6	195	590x480x95	9,0	STYLE 500-6	168	575x480x80	11,4
VOX 500-8	195	590x640x95	12,0	STYLE 500-8	168	575x640x80	15,2
VOX 500-10	195	590x800x95	15,0	STYLE 500-10	168	575x800x80	19,0
VOX 500-12	195	590x960x95	18,0	STYLE 500-12	168	575x960x80	22,8
VOX 500-14	195	590x1120x95	21,0	STYLE 500-14	168	575x1120x80	26,6

предназначена для повышения теплоотдачи прибора, передающего тепло окружающей среде. Радиаторы могут устанавливаться в домах любой этажности с рабочим давлением до 35 атм включительно, с температурой теплоносителя до 110 °С. Они могут использоваться как в системах с применением стальных труб, так и в системах с медными и пластиковыми трубами. Характеристики алюминиевых и биметаллических радиаторов представлены в табл. 4.1.5.

Приведенные примеры современного отопительного оборудования не охватывают весь спектр производимой продукции, выпускаемой отечественными и зарубежными производителями. Большое количество современных радиаторов представлены, например, в каталоге компании «Тайм» — «Радиаторы, полотенцесушители и системы отопления, 2002, выпуск 3».

4.1.2. Системы вентиляции, кондиционирования и воздушного отопления

Классический пример агрегата воздушного отопления типа АОП приведен на рисунке 4.1.33 [15]. Основные узлы отопительного агрегата: 1 — калорифер; 2 — осевой вентилятор; 3 — электродвигатель привода вентилятора.

Современные приточные установки комплектуются в виде компактных блоков, включающих фильтры, водяные нагреватели и вентиляторы. Пример такой компактной приточной установки типа SAU, производи-

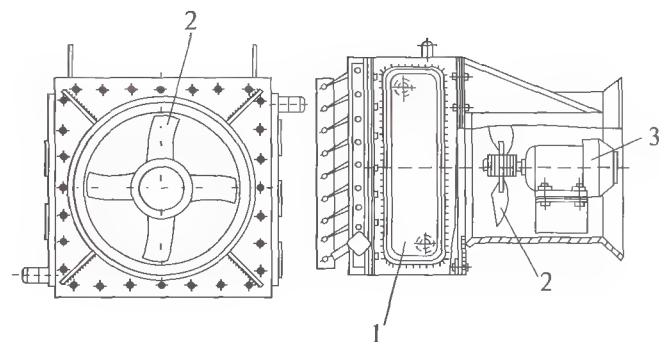


Рис. 4.1.33. Агрегат воздушного отопления типа АОП

мой фирмой «OSTBER» и разработанной специально для условий России, представлен на рис. 4.1.34. Там же приведена его аэродинамическая характеристика.

Возможности современных приточных установок широки и не ограничиваются только механической обработкой воздуха и его нагревом. Типичные компоновки и принципиальные схемы обработки воздуха в некоторых из приточных установок завода «Арктос» группы компаний «Арктика» были рассмотрены в разделе 1.1.2.

Среди оборудования по кондиционированию воздуха наибольшее распространение имеет оборудование, производимое отечественной фирмой «Веза».

Кондиционеры центральные (приточные камеры) каркасно-панельные КЦКП (ТУ 4863-40149153-98) предназначены для применения в системах воздушного отопления, кондиционирования воздуха и вентиляции

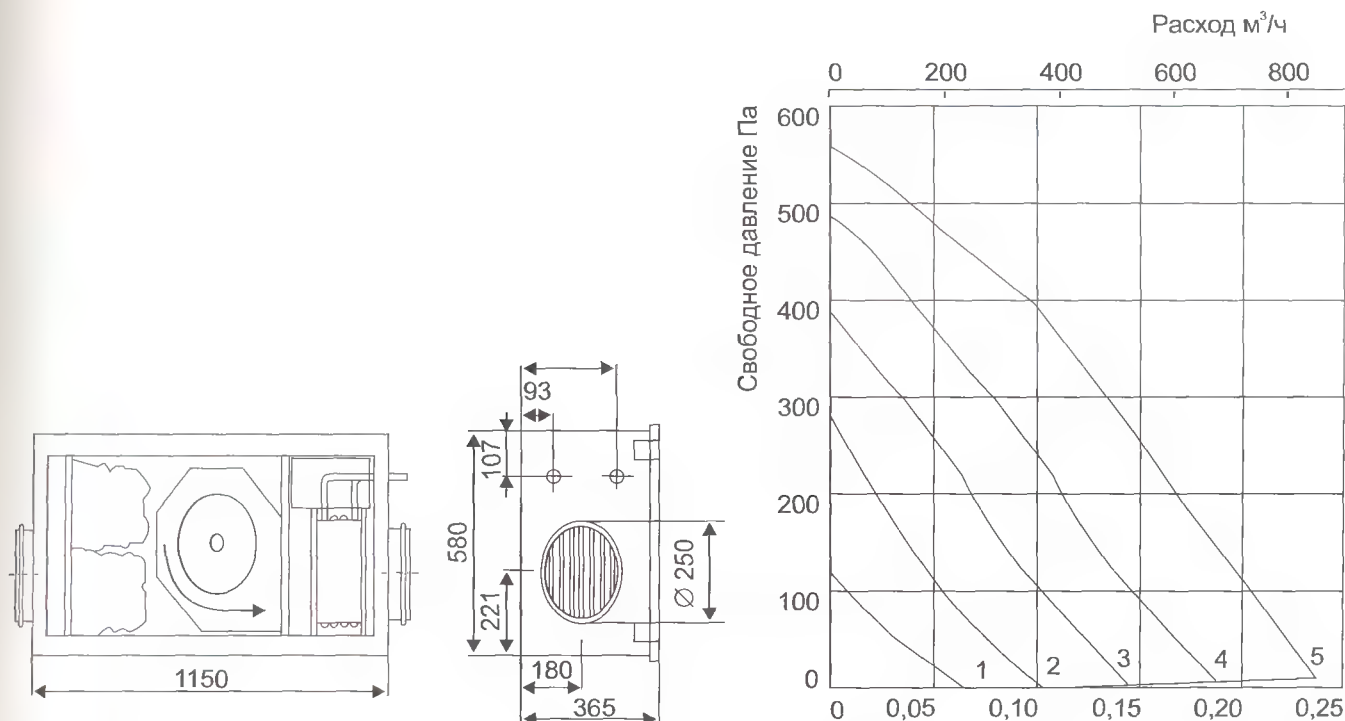


Рис. 4.1.34. Компактная приточная установка SAU 250. Е с водяным теплообменником и ее характеристики в зависимости от скорости вентилятора (напряжения питания)

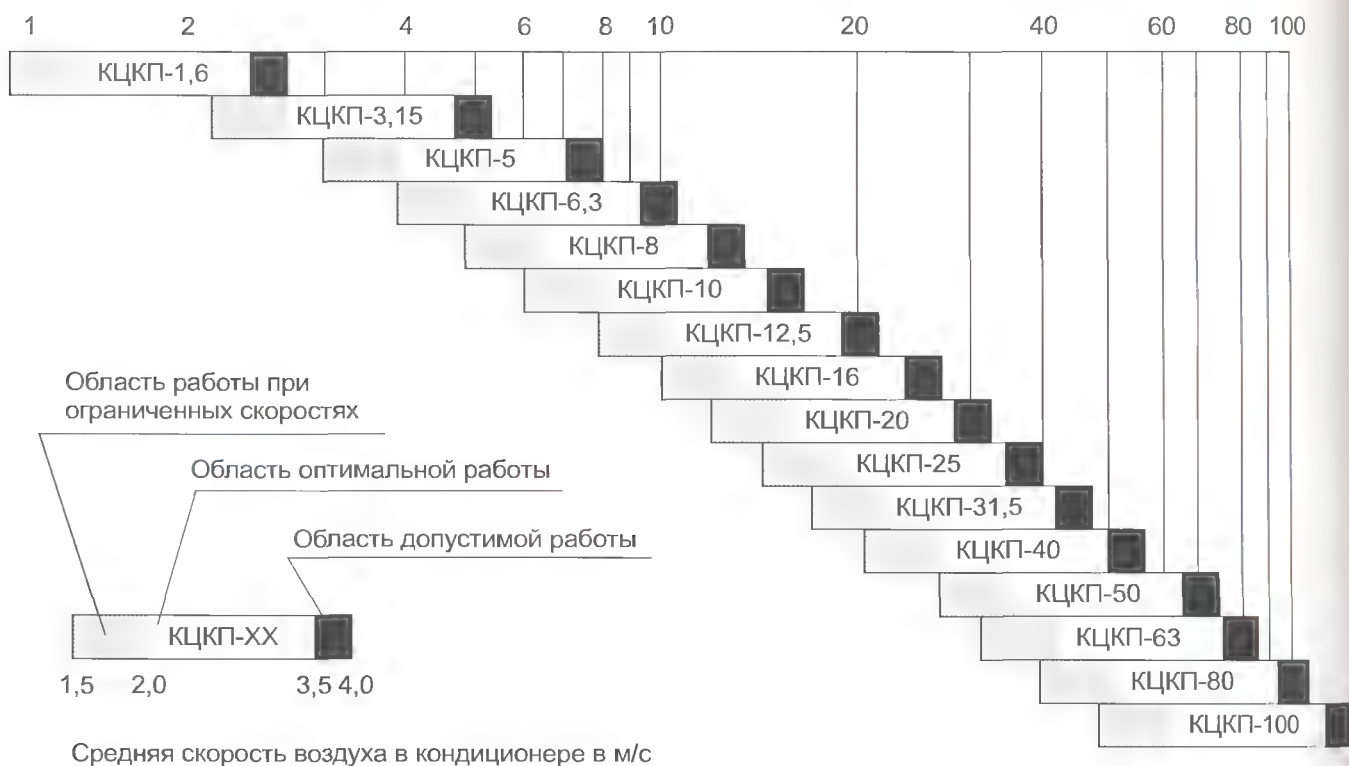


Рис. 4.1.35. Номограмма для подбора кондиционеров типа КЦКП

промышленных и гражданских зданий. Кондиционеры имеют модульную структуру и набираются из функциональных блоков различного назначения, имеющих унифицированные присоединительные размеры. Набор секций позволяет осуществлять все процессы обработки воздуха: фильтрацию, нагрев, охлаждение, увлажнение, осушку, рекуперацию и регенерацию тепла и холода и поддерживать в обслуживаемом помещении искусственный климат с заданными параметрами.

Широкий диапазон размеров секций (блоков) и большое разнообразие предлагаемых способов обработки в кондиционерах КЦКП позволяет находить приемлемое решение для любых заданных параметров расхода воздуха (от 1,5 до 100 тыс. м³/ч), производительности по теплу (до 2200 кВт) и холоду (до 800 кВт) с учетом особенностей конкретных объектов (см. рис. 4.1.35).

Принятая технология обработки воздуха обеспечивает (в сочетании с надлежащей автоматикой) высокую точность регулирования параметров, расширяет диапазон применения кондиционеров вплоть до уровня требований «чистых производств» и дает возможность в каждом конкретном случае обеспечить оптимальные энергетические и другие затраты.

Тепловая и звуковая изоляция функциональных блоков и герметизация их внутренних объемов позволяют размещать кондиционеры непосредственно в про-

изводственных помещениях, возможна поставка модификаций кондиционеров для установки вне здания.

Кондиционеры компактные панельные (ККП) — это установки, обеспечивающие обработку воздуха, производительностью — 500; 1000; 1500; 2000 м³/ч, которые классифицируются соответственно как ККП-0,5; ККП-1; ККП-1,5; ККП-2.

Кондиционеры предназначены для объектов промышленного и гражданского строительства. Могут применяться в качестве приточных, вентиляционных и отопительно-вентиляционных установок. Кондиционеры могут работать на наружном или рециркуляционном воздухе, либо на их смеси. Раздача воздуха осуществляется как по сети воздуховодов, так и непосредственно в помещение. Кондиционер состоит из ряда функциональных элементов, которые можно комбинировать в соответствии с конкретной заданной технологией, обеспечивая тем самым эффективную обработку воздуха. Установки могут обеспечить следующие процессы обработки воздуха:

- очистку — с использованием карманных и ячеистых фильтров. Возможна двухступенчатая очистка воздуха;
- нагрев — осуществляется водяными и электрическими нагревателями;
- охлаждение и осушку — проводятся с использованием охладителей, работающих на различных хладагентах, или прямого испарения;

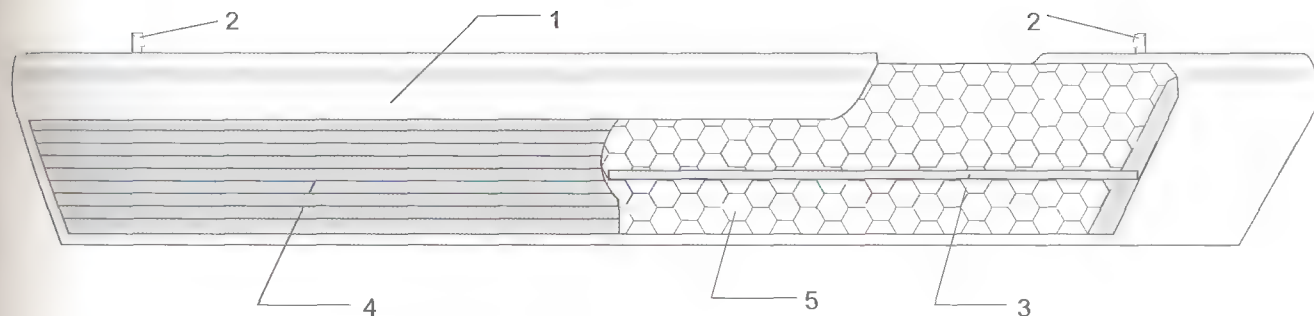


Рис. 4.1.36. Электрический ИК-нагреватель «ЭколЛайн»

1 — металлический корпус, покрытый жаростойкой краской; 2 — элементы крепления к потолку; 3 — низкотемпературный ТЭН, вмонтированный в пластину; 4 — теплоизлучающая пластина — высокоточный анодированный профиль из алюминия; 5 — высококачественный теплоизолятор

увлажнение — учитывая малые габариты установки, исключается форсуночное и сотовое увлажнение; может быть рекомендовано паровое увлажнение при помощи установленного вне камеры парогенератора или с использованием собственного источника пара с его соответствующей очисткой;

шумоглушение — осуществляется при помощи трубчатых шумоглушителей прямоугольного сечения;

рециркуляцию — обеспечивается вводимой в установку смесительной секцией, содержащей необходимое количество воздухозаборных клапанов.

Кондиционеры наиболее применимы для небольших помещений с ограниченным объемом, т. е. при небольшой потребности в воздухе. Это коттеджи, небольшие магазины, рестораны, парикмахерские, автозаправочные станции, автомобильные мойки и многие другие строения.

Кондиционеры представляют собой моноблочную конструкцию, ограждающие боковые панели которой имеют толщину 25 мм, являются несущими и несъемными. Для удобства эксплуатации и монтажа верхние или нижние панели делают съемными и разбивают на соответствующие секции обслуживания. Изготовлены панели в виде сэндвичей из оцинкованной стали толщиной 0,7 мм как без лакокрасочного покрытия, так и с покрытием их внешних поверхностей эпоксидной порошковой краской. Панели заполнены тепло- и звукоизолирующим негорючим материалом.

Лучистые системы отопления

Пример ИК-нагревателя для обогрева жилых, общественных и административно-бытовых зданий приведен на рис. 4.1.36 [23]. Характеристики некоторых инфракрасных обогревателей фирмы «FRICO» с электрообогревом приведены в табл. 4.1.6.

Характеристики инфракрасных обогревателей фирмы «FRICO»

	Модель	Выходная мощность, Вт	Габаритные размеры, мм	Температура греющей поверхности, °С	Вес, кг	Высота обогреваемого помещения (высота установки), м
Потолочная кассета HP	HP30021~HP60021	300–600	593×593 (1193)	100	5,4–10,3	до 3 м
Однопанельный инфракрасный обогреватель Elstrip	EZ106~EZ115	600–1500	1000(2000)×50×150	280		2,5–4,0
Инфракрасные обогреватели Elstrip EZF	EZF821~EZF42	800–4200	778(1760)×64×282 (400)	280–360	5,3–20	3–15
Промышленный инфракрасный обогреватель IR	IR3000~IR6000	1000–6000	1125(1875)×358×83	700	9–13,2	Более 4

2. ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ СИСТЕМАМИ ОТОПЛЕНИЯ, ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА

2.1. ТРЕБОВАНИЯ К МИКРОКЛИМАТУ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ, АДМИНИСТРАТИВНО-БЫТОВЫХ, ОБЩЕСТВЕННЫХ И ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ

Здоровье, работоспособность и самочувствие человека в значительной мере зависят от условий микроклимата и воздушной среды в жилых и общественных помещениях, где человек проводит значительную часть своего времени. Чистота воздуха, самочувствие человека зависят от инженерных систем, специально предназначенных для обеспечения комфорта воздушной среды. Среди таких систем следует выделить систему вентиляции, отопления и систему кондиционирования воздуха.

Воздушное отопление совместно с системой вентиляции создает в помещении вполне удовлетворительный микроклимат и обеспечивает благоприятные условия воздушной среды. Система кондиционирования воздуха обладает большими возможностями по созданию искусственного микроклимата. Принципиальное отличие системы вентиляции от системы кондиционирования воздуха заключается в возможности обеспечения микроклимата как в холодный, так и теплый период года, а также в возможности поддерживать влажность в помещении на необходимом уровне. Иными словами, СКВ позволяет проводить полную обработку воздуха, как механическую (обеспечение приточной и вытяжной вентиляции, очистку, ионизацию воздуха), так и тепловлажностную (нагрев или охлаждение воздуха, увлажнение или осушение). Такие функции СКВ обеспечиваются наличием в составе ее оборудования холодильных машин и агрегатов влажностной обработки воздуха. СКВ позволяет поддерживать в помещении заданные кондиции воздуха независимо от колебаний метеорологических параметров наружного воздуха. В системах вентиляции помимо механической обработки воздуха предусмотрен его подогрев в холодный период года.

Параметры микроклимата при отоплении и вентиляции помещений следует принимать по ГОСТ 30494, ГОСТ 12.1.005, СанПиН 2.1.2.1002 и СанПиН 2.2.4.548.

Согласно стандарту «Параметры микроклимата в помещениях» параметры, характеризующие мик-

роклимат помещений жилых и общественных зданий, следующие:

- температура воздуха;
- скорость движения воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- результирующая температура помещения;
- локальная асимметрия результирующей температуры.

В обслуживаемой зоне помещений жилых и общественных зданий следует обеспечивать оптимальные или допустимые нормы микроклимата. Требуемые параметры микроклимата, оптимальные или допустимые, устанавливаются в нормативных документах в зависимости от назначения помещения, периода года и назначения системы, создающей микроклимат (отопление, вентиляция или кондиционирование воздуха). Оптимальные и допустимые нормы микроклимата в обслуживаемой зоне помещений жилых и общественных зданий должны соответствовать значениям, приведенным в табл. 4.2.1–4.2.2 [2].

Санитарные правила устанавливают гигиенические требования к показателям микроклимата рабочих мест производственных помещений с учетом интенсивности энергозатрат работающих, времени выполнения работы и периодов года. Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма. Показатели, характеризующие микроклимат в производственных помещениях:

- температура воздуха;
- температура поверхностей;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового облучения.

Оптимальные и допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений приведены в табл. 4.2.3.

При проектировании систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, а также при нормировании потребления тепловой энергии зданиями, важное значение имеет правильный выбор расчетной температуры внутреннего воздуха ($t_{в}$). Расчетная температура внутреннего воздуха задается по требованиям СНиП 41-01-2003. Для систем вентиляции кондиционирования воздуха нормируются относительная влажность воздуха ($\phi_{в}$) и его подвижность. Требования СНиП [9] по выбору расчетных параметров внутренней среды приведены ниже.

Оптимальные и допустимые нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в обслуживаемой зоне помещений жилых зданий и общежитий [2]

Период года	Наименование помещения	Температура воздуха, °С		Результирующая температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		оптимальная	допустимая	оптимальная	допустимая	оптимальная	допустимая, не более	оптимальная, не более	допустимая, не более
Холодный	Жилая комната	20–22	18–24 (20–24)	19–20	17–23 (19–23)	45–30	60	0,15	0,2
	То же, в районах с температурой наиболее холодной пятидневки (обеспеченностью 0,92) минус 31 °С и ниже	21–23	20–24 (22–24)	20–22	19–23 (21–23)	45–30	60	0,15	0,2
	Кухня	19–21	18–26	18–20	17–25	НН*	НН	0,15	0,2
	Туалет	19–21	18–26	18–20	17–25	НН	НН	0,15	0,2
	Ванная, совмещенный санузел	24–26	18–26	23–27	17–26	НН	НН	0,15	0,2
Холодный	Помещения для отдыха и учебных занятий	20–22	18–24	19–21	17–23	45–30	60	0,15	0,2
	Межквартирный коридор	18–20	16–22	17–19	15–21	45–30	60	0,15	0,2
	Вестибюль, лестничная клетка	16–18	14–20	15–17	13–19	НН	НН	0,2	0,3
	Кладовые	16–18	12–22	15–17	11–21	НН	НН	НН	НН
Теплый	Жилая комната	22–25	20–28	22–24	18–27	60–30	65	0,2	0,3

* НН — не нормируется.

Примечание. Значения в скобках относятся к домам для престарелых и инвалидов.

Оптимальные и допустимые нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в обслуживаемой зоне общественных зданий [2]

Период года	Наименование помещения или категория	Температура воздуха, °С		Результирующая температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		оптимальная	допустимая	оптимальная	допустимая	оптимальная	допустимая, не более	оптимальная, не более	допустимая, не более
Холодный	1-я категория	20–22	18–24	19–20	17–23	45–30	60	0,2	0,3
	2-я категория	19–21	18–23	18–20	17–22	45–30	60	0,2	0,3
	3а категория	20–21	19–23	19–20	19–22	45–30	60	0,2	0,3
	3б категория	14–16	12–17	13–15	13–16	45–30	60	0,2	0,3
	3в категория	18–20	16–22	17–20	15–21	45–30	60	0,2	0,3
	4-я категория	17–19	15–21	16–18	14–20	45–30	60	0,2	0,3
	5-я категория	20–22	20–24	19–21	19–23	45–30	60	0,15	0,2
	6-я категория	16–18	14–20	15–17	13–19	НН*	НН	НН	НН
Холодный	Ванные, душевые	24–26	18–28	23–25	17–27	НН	НН	0,15	0,2
	Детские дошкольные учреждения. Групповая раздевальная и туалет: – для ясельных и младших групп – для средних и дошкольных групп	21–23 19–21	20–24 18–25	20–22 18–20	19–23 17–24	45–30 45–30	60 60	0,1 0,1	0,15 0,15
	Спальня: – для ясельных и младших групп – для средних и дошкольных групп	20–22 19–21	19–23 18–23	19–21 18–22	18–22 17–22	45–30 45–30	60 60	0,1 0,1	0,15 0,15
	Помещения с постоянным пребыванием людей	23–25	18–28	22–24	19–27	60–30	65	0,3	0,5

* НН — не нормируется.

Примечание. Для детских дошкольных учреждений, расположенных в районах с температурой наиболее холодной пятидневки (обеспеченностью 0,92) минус 31 °С и ниже, допустимую расчетную температуру воздуха в помещении следует принимать на 1 °С выше указанной в таблице.

Оптимальные и допустимые нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне производственных помещений [1]

Период года	Категория работ	Температура, °С					Относительная влажность, %		Скорость движения, м/с	
		оптимальная	допустимая				оптимальная	допустимая на рабочих местах постоянных и непостоянных, не более	оптимальная, не более	допустимая на рабочих местах постоянных и непостоянных*
			верхняя граница		нижняя граница					
			на рабочих местах							
		постоянных	непостоянных	постоянных	непостоянных					
Холодный	Легкая — Ia	22–24	25	26	21	18	40–60	75	0,1	Не более 0,1
	Легкая — Ib	21–23	24	25	20	17	40–60	75	0,1	Не более 0,2
	Средней тяжести — IIa	18–20	23	24	17	15	40–60	75	0,2	Не более 0,3
	Средней тяжести — IIб	17–19	21	23	15	13	40–60	75	0,2	Не более 0,4
	Тяжелая — III	16–18	19	20	13	12	40–60	75	0,3	Не более 0,5
Теплый	Легкая — Ia	23–25	28	30	22	20	40–60	55 (при 28°С)	0,1	0,1–0,2
	Легкая — Ib	22–24	28	30	21	19	40–60	60 (при 27°С)	0,2	0,1–0,3
	Средней тяжести — IIa	21–23	27	29	18	17	40–60	65 (при 26°С)	0,3	0,2–0,4
	Средней тяжести — IIб	20–22	27	29	16	15	40–60	70 (при 25°С)	0,3	0,2–0,5
	Тяжелая — III	18–20	26	28	15	13	40–60	75 (при 24°С)	0,4	0,2–0,6

* Большая скорость движения воздуха в теплый период года соответствует максимальной температуре воздуха, меньшая — минимальной температуре воздуха. Для промежуточных величин температуры воздуха скорость его движения допускается определять интерполяцией; при минимальной температуре воздуха скорость его движения может приниматься также ниже 0,1 м/с — при легкой работе и ниже 0,2 м/с — при работе средней тяжести и тяжелой.

Нормирование параметров внутреннего воздуха для систем отопления

Для систем отопления в холодный период года в обслуживаемой зоне жилых помещений в качестве расчетной температуры внутреннего воздуха следует принимать минимальную из оптимальных температур (при согласовании с органами Госсанэпиднадзора России и по заданию заказчика допускается принимать температуру воздуха в пределах допустимых норм). В холодный период года в обслуживаемой зоне жилых зданий (кроме жилых помещений), общественных, административно-бытовых и производственных помещений в качестве расчетной следует выбирать минимальную из допустимых температур при отсутствии избытков явной теплоты. В помещениях с

избытками явной теплоты за расчетную принимается экономически целесообразная температура воздуха в пределах допустимых норм.

Нормирование параметров внутреннего воздуха для систем вентиляции

Расчетная температура внутреннего воздуха общественных, административно-бытовых и производственных помещений в холодный период года выбирается так же, как и для систем отопления.

Для теплого периода года в помещениях с избытками теплоты расчетную температуру внутреннего воздуха принимают в пределах допустимых температур. Эта температура не должна превышать:

расчетную температуру наружного воздуха (по параметрам А) более чем на 3 °С для общественных и административно-бытовых помещений и более чем на 4 °С для производственных помещений;

максимально допустимую температуру (по Приложению «В» СНиП 41-01-2003).

Для теплого периода года в помещениях, в которых избытки теплоты отсутствуют, расчетную температуру внутреннего воздуха принимают в пределах допустимых норм, равной расчетной температуре наружного воздуха по параметрам А, но не менее минимально допустимой температуры (по Приложению «В» СНиП 41-01-2003).

Скорость движения воздуха должна поддерживаться в пределах допустимых норм. Относительная влажность при отсутствии специальных требований не нормируется.

Для систем отопления и вентиляции следует отдельно выделить случаи, в которых СНиП допускаются отклонения параметров микроклимата от указанных норм.

В производственных помещениях площадью более 50 м² на одного работающего следует обеспечивать расчетную температуру воздуха на постоянных рабочих местах и более низкую (но не ниже 10 °С) температуру воздуха на непостоянных рабочих местах.

В холодный период года в жилых, общественных, административно-бытовых и производственных помещениях отапливаемых зданий, когда они не используются и в нерабочее время, можно принимать температуру воздуха ниже нормируемой, но не ниже 15 °С — в жилых помещениях и 12 °С — в общественных и административно-бытовых помещениях.

В теплый период года метеорологические условия не нормируются в помещениях:

а) жилых зданий;

б) общественных, административно-бытовых и производственных в периоды, когда они не используются, и в нерабочее время;

в) производственных в периоды, когда они не используются, и в нерабочее время при отсутствии технологических требований к температурному режиму помещений.

Параметры микроклимата или один из параметров допускается принимать в пределах оптимальных вместо допустимых норм, если это экономически обосновано или по заданию на проектирование.

Если допустимые нормы микроклимата невозможно обеспечить в рабочей или обслуживаемой зоне по производственным или экономическим условиям, то на постоянных рабочих местах следует предусматривать душирование наружным воздухом или местными кондиционерами.

Нормирование параметров внутреннего воздуха для систем кондиционирования воздуха

Параметры микроклимата при кондиционировании помещений должны обеспечивать нормируемую чистоту и метеорологические условия воздуха в пределах оптимальных норм:

■ по ГОСТ 30494 в обслуживаемой зоне жилых, общественных и административно-бытовых помещений (табл. 4.2.1–4.2.2);

■ по ГОСТ 12.1.005 в рабочей зоне (для постоянных и непостоянных рабочих мест) производственных помещений или отдельных их участков (см. табл. 4.2.3).

Относительную влажность воздуха в кондиционируемых помещениях допускается не обеспечивать по заданию на проектирование.

В местностях с расчетной температурой наружного воздуха в теплый период года по параметрам Б 30 °С и более температуру воздуха в помещениях следует принимать на 0,4 °С выше указанной по ГОСТ 30494 и ГОСТ 12.1.005 на каждый градус превышения температуры наружного воздуха сверх температуры 30 °С, увеличивая также соответственно скорость движения воздуха на 0,1 м/с на каждый градус превышения температуры наружного воздуха. При этом скорость движения воздуха в помещениях в указанных условиях должна быть не более 0,5 м/с.

Параметры микроклимата (или один из них) допускается принимать в пределах допустимых вместо оптимальных норм при согласовании с органами Госсанэпиднадзора России и по заданию заказчика.

Вышеприведенные нормы параметров микроклимата не относятся к помещениям, для которых метеорологические условия установлены другими нормативными документами или заданием на проектирование.

2.2. НОРМИРОВАНИЕ РАСХОДА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ОТОПЛЕНИЕ И ВЕНТИЛЯЦИЮ ЗДАНИЙ

Существуют различные методы определения расходов тепловой энергии в зданиях. Один из них показан в настоящем разделе. Метод определения расходов тепловой энергии, содержащийся в СНиП, изложен в разделе 6.

Величина нормы расхода топлива и тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания рассчитывается в зависимости от климатического района, удельной тепловой характеристики здания, наружной

и внутренней температуры, а также продолжительности отопительного периода.

Количество потребляемой тепловой энергии, ГДж (Гкал), определяется по формуле:

$$Q_{\text{пот}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{пот}i},$$

где: $Q_{\text{пот}i}$ — количество тепловой энергии, потребляемой i -м абонентом, ГДж (Гкал); n — количество абонентов.

Тепловая энергия, потребляемая абонентом, складывается из количества тепловой энергии, потребляемой на нужды отопления и вентиляции, ГДж (Гкал).

$$Q_{\text{пот}} = Q_{\text{от}} + Q_{\text{в}},$$

где: $Q_{\text{от}}$ — количество тепловой энергии на отопление, ГДж (Гкал); $Q_{\text{в}}$ — количество тепловой энергии на вентиляцию, ГДж (Гкал).

Расход теплоты для отопления и вентиляции зданий при наличии проектной документации принимается в соответствии с величиной проектной максимальной тепловой нагрузки, равной сумме максимальных теплотерь на отопление и вентиляцию: $Q_{\text{м.от}}$, МВт(Гкал/ч, ГВт) и $Q_{\text{м.в}}$, МВт(Гкал/ч, ГВт).

Суммарные теплотери зданий за любой период продолжительностью n (часов) в этом случае определяются по формуле:

$$Q_{\text{ср.от}} = [Q_{\text{м.от}} (t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^{\text{ср}}) / (t_{\text{в}} - t_{\text{но}}) + Q_{\text{м.в}} (t_{\text{в}} - t_{\text{нв}}^{\text{ср}}) / (t_{\text{в}} - t_{\text{нв}})] n,$$

где: $t_{\text{в}}$ — внутренняя расчетная температура отапливаемого здания, °С, принимаемая согласно рекомендациям предыдущего раздела; $t_{\text{н}}^{\text{ср}}$ — наружная средняя расчетная температура воздуха за рассматриваемый период времени, °С, принимаемая по данным местного отделения Госкомгидромета или СНиП «Строительная климатология»; $t_{\text{но}}$ — расчетная температура наружного воздуха для отопления, °С, принимаемая равной средней температуре самой холодной пятидневки; $t_{\text{нв}}$ — расчетная температура наружного воздуха для вентиляции, °С (согласно СНиП 41-01-2003 расчетные температуры наружного воздуха для отопления и вентиляции задаются по параметрам Б).

При отсутствии проектных данных о максимальной тепловой нагрузке зданий используют метод расчета теплотерь зданий, норм расхода тепла и топлива по укрупненным показателям. В этом случае расчет ведется по удельным тепловым характеристикам на отопление ($q_{\text{от}}$) и вентиляцию ($q_{\text{в}}$) с учетом фактического объема зданий. Тепловые нагрузки зданий определяются умножением удельных тепловых характеристик на отапливаемый объем здания по наружному обмеру.

Нормирование теплотребления системами отопления

Величина удельных тепловых характеристик зависит от назначения зданий, их наружного объема и района местоположения. Удельные тепловые характеристики здания определяют величину теплотерь через ограждения одним кубическим метром объема здания при разности температур наружного и внутреннего воздуха в 1 °С в единицу времени. Значения их величин для различных зданий представлены, например, в [5, 12]. Если расчетная температура наружного воздуха отличается от температуры, при которой приводится значение отопительной характеристики, то вносится поправка (коэффициент k_q), численное значение которой тоже приводится в [5, 12].

Расчет максимальной часовой тепловой нагрузки (кВт, ккал/ч) здания по отоплению производится по формуле:

$$Q_0^{\text{п}} = q_0 V (t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^{\text{п}}) k_t k_q,$$

где: q_0 — удельные теплотери здания, зависящие от характера производства или назначения помещений (приводятся в [5, 12]), Вт/(м³ · °С) или ккал/(м³ · ч · °С); V — объем зданий по наружному обмеру, м³; k_t — коэффициент, учитывающий влияние температуры наружного воздуха на теплотери за счет инфильтрации; k_q — поправка к отопительной характеристике, учитывающая отличие расчетной температуры наружного воздуха от температуры, при которой приводится справочное значение q_0 . Коэффициент k_t можно рассчитать по формуле:

$$k_t = \{1 + a_{\text{и}} (t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^{\text{п}})^{1,667} / [(t_{\text{в}} + 273)(t_{\text{н}}^{\text{п}} + 273)]^{0,667}\},$$

где $a_{\text{и}}$ — показатель инфильтрации. На практике этот коэффициент для общественных зданий и зданий коммунально-бытового назначения рассчитывается по формуле:

$$k_t = 0,54 + 22 / (t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^{\text{п}}).$$

Для промышленных объектов значение этого коэффициента выбирается из интервала 1–1,6.

Формула (4.2.4) записана без учета тепловыделений. Из уравнения теплового баланса здания:

$$Q_0^{\text{п}} = Q_{\text{отр}} + Q_{\text{инф}} - \sum Q_{\text{тв}},$$

в котором: $Q_{\text{отр}}$ — теплотери через ограждающие конструкции, $Q_{\text{инф}}$ — теплотери с инфильтрацией,

$\sum Q_{\text{тв}}$ — суммарные тепловыделения в помещении, получим:

$$Q_o^p = Q_{\text{огр}}(1 + Q_{\text{инф}}/Q_{\text{огр}}) - Q_{\text{тв}} =$$
$$= Q_{\text{огр}} k_t - Q_{\text{тв}} = q_o k_q V (t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^p) k_t - \sum Q_{\text{тв}}.$$

По формуле (4.2.8) проводят расчет максимальной часовой тепловой нагрузки (кВт, ккал/ч) здания по отоплению с учетом тепловыделений от людей и оборудования промышленных зданий (в это уравнение следует подставлять минимальное значение тепловыделений — $\sum Q_{\text{тв}} = \sum Q_{\text{тв}}^{\text{мин}}$).

Текущий расход тепловой энергии на отопление (кВт, ккал/ч) принимают равным максимальному при температуре наружного воздуха ниже расчетной (4.2.4), пропорциональным разности температур ($t_{\text{в}} - t_{\text{н}}$) при температуре наружного воздуха ($t_{\text{н}}$) выше расчетной:

$$Q_o = [Q_o^p (t_{\text{в}} - t_{\text{н}})/(t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^p)] [k_t(t_{\text{н}})/k_t(t_{\text{н}}^p)].$$

Нормируемое количество теплоты, потребляемой на отопление, за любой период времени (кВт · ч, Гкал) определяется по формуле:

$$Q_o^{ci} = [Q_o^p (t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^{ci})/(t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^p)] \frac{k_t(t_{\text{н}}^{ci})}{k_t(t_{\text{н}}^p)} n_i,$$

где: n_i — длительность i -го периода в часах; $t_{\text{н}}^{ci}$ — средняя за период температура наружного воздуха.

Нормируемое количество теплоты (кВт · ч, Гкал), потребляемой на отопление, за отопительный период будет:

$$Q_o^{\text{от}} =$$
$$= (Q_o^p (t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^c)/(t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^p) \frac{k_t(t_{\text{н}}^c)}{k_t(t_{\text{н}}^p)} - \sum Q_{\text{т.в}}) n_o,$$

где: Q_o^p — расчетные теплотери через ограждения (стены, пол, перекрытия, окна и т. д.); $t_{\text{в}}$ — температура воздуха в помещении, $t_{\text{н}}^c$ и $t_{\text{н}}^p$ — средняя и расчетная температуры наружного воздуха в отопительный период (для Москвы $t_{\text{н}}^p = -28\text{ }^{\circ}\text{C}$); $\sum Q_{\text{т.в}}$ — суммарные тепловыделения от оборудования и персонала в помещениях; n_o — длительность отопительного периода, ч.

Если часть времени система отопления работает со сниженной нагрузкой (практикуется в нерабочее время с целью экономии ТЭР), то:

$$Q_o^{\text{от}} = (Q_o^p \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^c}{t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^p} - \sum Q_{\text{т.в}}) (n_o - n_1) +$$
$$+ \alpha (Q_o^p \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^c}{t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^p} - \sum Q_{\text{т.в}}) n_1,$$

где: α — коэффициент снижения нагрузки; n_1 — длительность работы системы отопления со сниженной нагрузкой.

Формулы (4.2.11) и (4.2.12) записывают обычно в упрощенном виде, т.е. принимают условно $\sum Q_{\text{т.в}} = 0$, но влияние тепловыделений в помещении на отопительную нагрузку учитывают, корректируя значения удельных теплотерь здания q_o в зависимости от характера производства, назначения имеющихся в здании помещений, размеров самого здания [12].

Описанная выше процедура применима к уже эксплуатируемым зданиям. Для вновь строящихся зданий удельный расход тепловой энергии на отопление регламентируется нормативными федеральными и региональными документами. Например, для условий Москвы нормы теплопотребления системами отопления зданий приведены в табл. 4.2.4 [8].

Требуемый удельный расход тепловой энергии системой отопления здания $q_o^{\text{н}}$, кВт · ч/м², за отопительный период [8]

Типы зданий	Этажность зданий							
	1-3		4-5		6-9		10 и более	
	МГСН 2.01-94	МГСН 2.01-99	МГСН 2.01-94	МГСН 2.01-99	МГСН 2.01-94	МГСН 2.01-99	МГСН 2.01-94	МГСН 2.01-99
жилые	200	160	160	130	140	110	115	95
общеобразовательные, лечебные учреждения, поликлиники	205	175	195	165	185	155	—	—
дошкольные учреждения	280	245	—	—	—	—	—	—

Примечание. Величины по данным первого этапа МГСН 2.01-94 приведены для сопоставления.

Расчетный удельный расход тепловой энергии системой отопления здания за отопительный период q_o , кВт · ч/м² должен быть меньше или равен требуемому значению q_o^H и определяется путем выбора теплозащитных свойств оболочки здания и типа, эффективности и метода регулирования используемых систем отопления и вентиляции.

Нормирование теплопотребления системами вентиляции

Расчет максимальной часовой тепловой нагрузки здания по вентиляции (кВт, ккал/ч) проводится по формуле:

$$Q_B^p = q_B V (t_B - t_H^p) k_q,$$

где: q_B — удельные теплопотери здания (вентиляционная характеристика), зависящие от характера производства или назначения помещений (приводятся в [5, 12]), Вт/(м³ · °С) или ккал/(м³ · ч · °С); V — объем зданий по наружному обмеру, м³; t_B и t_H^p — расчетные температуры внутреннего и наружного воздуха, °С; k_q — поправка к вентиляционной характеристике, учитывающая отличие расчетной температуры наружного воздуха от температуры, при которой приводится справочное значение q_B .

Расход тепловой энергии на вентиляцию принимают равным максимальному при температуре наружного воздуха ниже расчетной (4.2.13), пропорциональным разности температур ($t_B - t_H$) при температуре наружного воздуха (t_H) выше расчетной:

$$Q_B = Q_B^p (t_B - t_H) / (t_B - t_H^p).$$

Нормируемое количество теплоты, потребляемой приточной вентиляцией, за любой период времени (кВт · ч, Гкал) определяется по формуле:

$$Q_B^{cp i} = |Q_B^p (t_B - t_H^{ci}) / (t_B - t_H^p)| n_i,$$

где: n_i — длительность i -го периода в часах; t_H^{ci} — средняя за период температура наружного воздуха.

Нормируемое количество теплоты, потребляемой системой вентиляции, за отопительный период будет:

$$Q_B^{OT} = Q_B^p n + Q_B^p \frac{t_B - t_H^c}{t_B - t_H} n_1 + (0,15...0,20) Q_B^p \frac{t_B}{t_B - t_H} n_2,$$

где: n, n_1, n_2 — длительность работы системы вентиляции при $t_H < t_H^p$, при $t_H \geq t_H^p$ и при отключенных вентиляторах.

Примечания к расчету нормируемых расходов теплоты системами отопления и вентиляции.

1) Расчетные температуры наружного воздуха (t_H^p) выбираются в соответствии с местоположением здания (климатической зоной) по СНиП 23-01-99 «Строительная климатология». Там же приводятся средние за отопительный период температуры (t_H^c) и данные о продолжительности отопительного периода (n_o) для различных климатических условий. Расчетные параметры наружного воздуха для систем отопления и вентиляции в холодный период года — параметры Б.

2) При выборе расчетной температуры внутреннего воздуха следует руководствоваться санитарно-гигиеническими требованиями к системам отопления и вентиляции, изложенными в СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха».

3) Отапливаемый объем здания без чердачного перекрытия (совмещенное перекрытие) определяется умножением площади наружного вертикального поперечного сечения на длину, включая толщину торцевых стен. Выступающие архитектурные детали и ниши не учитываются. При наличии отапливаемых подвалов к общему объему этажей добавляется 40 % объема отапливаемых подвалов.

4) В случаях, когда удельные отопительные и вентиляционные характеристики отсутствуют, или режим вентиляции оговаривается в специальных регламентирующих документах, выполняется специальный расчет тепловой нагрузки здания по вентиляции (см. раздел 2.4.2).

Нормирование теплопотребления системами горячего водоснабжения

Суточный расход горячей воды ($G_{ГВС}$) и расход горячей воды за сутки наибольшего водопотребления ($G_{НВ.ГВС}$) (кг/сутки) вычисляется по формулам (4.2.17, 4.2.18):

$$G_{ГВС} = \sum (G_{ГВС.Н} \cdot N),$$

где: $G_{ГВС.Н}$ — норма расхода горячей воды одним потребителем в средние сутки (кг/сут. потребитель); N — количество потребителей воды в здании.

$$G_{НВ.ГВС} = \sum (G_{НВ.ГВС.Н} N),$$

где: $G_{НВ.ГВС.Н}$ — норма расхода горячей воды одним потребителем в сутки наибольшего водопотребления (кг/сут. потребитель); N — количество потребителей воды в здании. Суммирование проводится по всем видам потребителей, расположенных в одном здании. Нормы водопотребления берутся из [10].

Максимальный расчетный расход горячей воды в системе горячего водоснабжения:

$$G_{\text{макс.ГВС}} = K_q \cdot \sum (G_{\text{нв.ГВС.н}} N) / 24,$$

где: K_q — коэффициент часовой неравномерности потребления воды, учитывающий неравномерность потребления воды по часам суток. K_q зависит от числа жителей в населенном пункте и колеблется, как правило, в диапазоне 2,4÷3.

Расчет среднечасового расхода тепла за сутки наибольшего водопотребления $Q_{\text{ГВС.ср}}$ и максимального часового расхода тепла на горячее водоснабжение $Q_{\text{ГВС.макс}}$ (ккал/ч) проводится по формуле:

$$Q_{\text{ГВС.ср}} = 1,2 \cdot \sum (G_{\text{нв.ГВС.н}} \cdot N) (t_{\text{ГВ}} - t_{\text{ХВ}}) / 24,$$

где: $t_{\text{ГВ}}$ — температура горячей воды, $t_{\text{ХВ}}$ — температура холодной воды, подаваемой в систему горячего водоснабжения. Расчетные температуры $t_{\text{ГВ}}/t_{\text{ХВ}}$ в системе горячего водоснабжения — 60/5 °С; 1,2 — коэффициент, учитывающий потери теплоты во внутренних трубопроводах.

Максимальный часовой расход горячей воды:

$$Q_{\text{ГВС.макс}} = Q_{\text{ГВС.ср}} K_q.$$

Расчет годового расхода тепла на ГВС $Q_{\text{ГВС.год}}$ (ккал/год) проводится по формуле:

$$Q_{\text{ГВС.год}} = [Q_{\text{ГВС.ср}} n_o + 0,8 Q_{\text{ГВС.ср}} \cdot (8400 - n_o)] \times (t_{\text{ГВ}} - t_{\text{ХВЛ}}) / (t_{\text{ГВ}} - t_{\text{ХВЗ}}),$$

где: n_o — продолжительность отопительного периода в часах ($n_o = Z_{\text{от}} 24$, $Z_{\text{от}}$ — продолжительность отопительного периода в сутках; $t_{\text{ХВЛ}}$ — температура холодной воды летом, принимаемая +15 °С; $t_{\text{ХВЗ}}$ — температура холодной воды зимой, принимаемая +5 °С; 0,8 — коэффициент, учитывающий снижение потребления горячей воды летом.

2.3. НОРМИРОВАНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ТЕПЛОПЕРЕДАЧЕ ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ ЗДАНИЙ

Согласно СНиП [59] приведенное сопротивление теплопередаче ограждающих конструкций R_o следует принимать в соответствии с заданием на проектирование, но не менее требуемых значений, определяемых исходя из санитарно-гигиенических и комфортных

условий и условий энергосбережения. В табл. 4.2.5 приведены минимальные значения сопротивления теплопередаче для зданий, строительство которых было начато с 1 января 2000 г.

Минимальные значения сопротивления теплопередаче [59]

Здания и помещения	Градусо-сутки отопительного периода, °С · сут.	Приведенное сопротивление теплопередаче ограждающих конструкций R_o^{TP} , м ² · °С/Вт				
		стен	покрытий и перекрытий над проездами	перекрытий чердачных, над холодными подпольями и подвалами	окон и балконных дверей	фонарей
Жилые, лечебно-профилактические и детские учреждения, школы, интернаты	2000	2,1	3,2	2,8	0,30	0,30
	4000	2,8	4,2	3,7	0,45	0,35
	6000	3,5	5,2	4,6	0,60	0,40
	8000	4,2	6,2	5,5	0,70	0,45
	10000	4,9	7,2	6,4	0,75	0,50
	12000	5,6	8,2	7,3	0,80	0,55
Общественные, кроме указанных выше, административные и бытовые, за исключением помещений с влажным или мокрым режимом	2000	1,6	2,4	2,0	0,30	0,30
	4000	2,4	3,2	2,7	0,40	0,35
	6000	3,0	4,0	3,4	0,50	0,40
	8000	3,6	4,8	4,1	0,60	0,45
	10000	4,2	5,6	4,8	0,70	0,50
	12000	4,8	6,4	5,5	0,80	0,55
Производственные с сухим и нормальным режимами	2000	1,4	2,0	1,4	0,25	0,20
	4000	1,8	2,5	1,8	0,30	0,25
	6000	2,2	3,0	2,2	0,35	0,30
	8000	2,6	3,5	2,6	0,40	0,35
	10000	3,0	4,0	3,0	0,45	0,40
	12000	3,4	4,5	3,4	0,50	0,45

Градусо-сутки отопительного периода (ГСОП) следует определять по формуле $ГСОП = (t_b - t_n^c) z_o$, где: t_b — расчетная температура воздуха в помещении; t_n^c — средняя температура наружного воздуха в отопительный период; n_o — длительность отопительного периода, в сутках.

Требуемое сопротивление теплопередаче ограждающих конструкций (за исключением светопрозрачных

конструкций), отвечающих санитарно-гигиеническим и комфортным условиям, определяют по формуле:

$$R_o^{тр} = \frac{n(t_{в} - t_{н})}{\Delta t^H \alpha_{в}}$$

где: *n* — коэффициент, принимаемый в зависимости от положения наружной поверхности ограждающих конструкций по отношению к наружному воздуху по табл. 4.2.6; *t_в* — расчетная температура внутреннего

воздуха, °С; *t_н* — расчетная температура наружного воздуха, °С, равная средней температуре наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 по СНиП; Δt^H — нормативный температурный перепад между температурой внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности ограждающей конструкции, принимаемый по табл. 4.2.7; $\alpha_{в}$ — коэффициент теплоотдачи внутренней поверхности ограждающих конструкций, принимаемый по табл. 4.2.8.

Значения коэффициента *n* в формуле (4.2.23) [58]

Ограждающие конструкции	Коэффициент <i>n</i>
1. Наружные стены и покрытия (в том числе вентилируемые наружным воздухом), перекрытия чердачные (с кровлей из штучных материалов) и над проездами; перекрытия над холодными (без ограждающих стенок) подпольями в Северной строительной-климатической зоне	1
2. Перекрытия над холодными подвалами, сообщающимися с наружным воздухом; перекрытия чердачные (с кровлей из рулонных материалов); перекрытия над холодными (с ограждающими стенками) подпольями и холодными этажами в Северной строительной-климатической зоне	0,9
3. Перекрытия над неотапливаемыми подвалами со световыми проемами в стенах	0,75
4. Перекрытия над неотапливаемыми подвалами без световых проемов в стенах, расположенные выше уровня земли	0,6
5. Перекрытия над неотапливаемыми техническими подпольями, расположенными ниже уровня земли	0,4

Нормируемый температурный перепад между температурой внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности ограждающей конструкции [58]

Здания и помещения	Нормируемый температурный перепад $\Delta t_{н}$, °С, для		
	наружных стен	покрытий и чердачных перекрытий	перекрытий над проездами, подвалами и подпольями
1. Жилые, лечебно-профилактические и детские учреждения, школы, интернаты	4,0	3,0	2,0
2. Общественные, кроме указанных в п. 1, административные и бытовые, за исключением помещений с влажным или мокрым режимом	4,5	4,0	2,5
3. Производственные с сухим и нормальным режимами	$t_{в} - t_{р}$, но не более 7	0,8 ($t_{в} - t_{р}$), но не более 6	2,5
4. Производственные и другие помещения с влажным или мокрым режимом	$(t_{в} - t_{р})$	0,8 ($t_{в} - t_{р}$)	2,5
5. Производственные здания со значительными избытками явного тепла (более 23 Вт/м куб.)	12	12	2,5

Обозначения, принятые в табл. 2*: *t_в* — то же, что в формуле (1); *t_р* — температуры точки росы, °С, при расчетной температуре и относительной влажности внутреннего воздуха принимаемым по ГОСТ 12.1.005-88, СНиП 2.04.-5-91 и нормам проектирования соответствующих зданий и сооружений.

Коэффициент теплоотдачи [58]

Внутренняя поверхность ограждающих конструкций	Коэффициент теплоотдачи $\alpha_{в}$, Вт/(м ² · °С)
Стен, полов, гладких потолков, потолков с выступающими ребрами при отношении высоты h ребер к расстоянию a между гранями соседних ребер $\frac{h}{a} \leq 0,3$	8,7
Потолков с выступающими ребрами при отношении $\frac{h}{a} \leq 0,3$	7,6
Зенитных фонарей	9,9

Требуемое сопротивление теплопередаче R_0^{TP} дверей и ворот должно быть не менее $0,6 R_0^{TP}$ стен зданий и сооружений, определяемого по формуле (4.2.23) при расчетной зимней температуре наружного воздуха, равной средней температуре наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92.

2.4. РАСЧЕТ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ СИСТЕМАМИ ОТОПЛЕНИЯ, ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА

Расчет теплотребления системами отопления

Жилые помещения в холодный период года потребляют теплоту для компенсации тепловых потерь через ограждения ($Q_{пот}$) и нагрев инфильтрующегося воздуха ($Q_{инф}$). В то же время в помещение поступает теплота, выделяемая техникой ($Q_{обор}$), людьми ($Q_{л}$) приборами освещения ($Q_{осв}$) и отопительной системой ($Q_{от}$), а также за счет солнечного излучения ($Q_{сол}$). Поддержание фиксированного значения температуры воздуха внутри здания возможно только в тех случаях, когда суммарные теплотери ($Q_{отр} + Q_{инф}$) будут компенсироваться теплопоступлениями

$$(Q_{обор} + Q_{осв} + Q_{л} + Q_{сол}).$$

Расчетный часовой расход тепловой энергии на отопление здания (кВт), определяется по формуле [8]:

$$Q_{от} = (Q_{пот} + Q_{инф} - Q_{тв}) \beta_{hl}$$

где: $Q_{пот}$ — трансмиссионные теплотери через оболочку здания, определяемые по (4.2.25); $Q_{инф}$ — расход теплоты на нагрев инфильтрующегося наружного воздуха, определяемый по (4.2.26); $Q_{тв}$ — бытовые теплопоступления, кВт, которые находятся по формуле (4.2.27); β_{hl} — коэффициент, учитывающий дополнительное теплотребление системы отопления, связанное с дискретностью номинального теплового потока номенклатурного ряда отопительных приборов, с их дополнительными теплотериями через радиаторные участки ограждений, теплотериями трубопроводов, проходящих через неотапливаемые помещения: для многосекционных и других протяженных зданий $\beta_{hl} = 1,13$, для зданий башенного типа $\beta_{hl} = 1,11$.

$$Q_{пот} = K_m^{tr} (t_{в} - t_{н}) A_e^{sum} 10^{-3},$$

$$Q_{инф} = K_m^{inf} (t_{в} - t_{н}) A_e^{sum} 10^{-3},$$

$$Q_{int} = q_{int} A_r 10^{-3}.$$

Приведенный трансмиссионный коэффициент теплопередачи K_m^{tr} (Вт/(м² · °С)) совокупности ограждающих конструкций здания в зависимости (4.2.25) определяется по приведенным сопротивлениям теплопередаче отдельных ограждающих конструкций R_0^r и их площадей A по формуле [8]:

$$K_m^{tr} = \beta (A_w / R_w^r + A_F / R_F^r + A_{ed} R_{ed}^r + n \cdot A_c / R_c^r + n \cdot A_f / R_f^r) / A_e^{sum}.$$

где: β — коэффициент, учитывающий дополнительные теплотери, связанные с ориентацией ограждений по сторонам горизонта, с ограждениями угловых помещений, с поступлением холодного воздуха через входы в здание: для жилых зданий $\beta = 1,13$; для общественных — $1,1$; n — коэффициент, принимаемый в зависимости от положения наружной поверхности ограждающих конструкций по отношению к наружному воздуху по табл. 4.2.6 (для полов на грунте $n = 0,5$; для помещений, с температурой внутреннего воздуха $t_{вс}$ выше температуры наружного воздуха $t_{н}$, но ниже температуры внутреннего воздуха остальных помещений $t_{в}$, и примыкающих к наружным ограждениям, в том числе теплых чердаков и подвалов, показатель n следует рассчитывать); A_w, A_F, A_{ed}, A_c — площади соответственно стен, заполнений светопроемов (окон, фонарей), наружных дверей, витражей и ворот, перекрытий верхнего этажа, цокольных перекрытий, м²; $R_w^r, R_F^r, R_{ed}^r, R_f^r$ — приведенные сопротивления теплопередаче

соответственно стен, заполнений светопроемов (окон, фонарей), наружных дверей, витражей и ворот, перекрытий верхнего этажа, цокольных перекрытий, $\text{м}^2 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{Вт}$; A_e^{sum} — общая площадь наружных ограждающих конструкций, включая покрытие (перекрытие) верхнего этажа и цокольное перекрытие, м^2 . Коэффициент n определяется по формуле:

$$n = (t_{\text{в}} - t_{\text{вс}})/(t_{\text{в}} - t_{\text{н}}),$$

где: $t_{\text{вс}}$ — температура внутреннего воздуха помещения с температурой ниже $t_{\text{в}}$.

Приведенный инфильтрационный (условный) коэффициент теплопередачи здания K_m^{inf} , $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$, совокупности ограждающих конструкций здания следует определять по формуле [8]:

$$K_m^{\text{inf}} = 0,28 \cdot c \cdot n_a \cdot \beta_v \cdot V_h \cdot \rho_a \cdot k / A_e^{\text{sum}},$$

где: c — удельная теплоемкость воздуха, равная $1 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$; n_a — средняя кратность воздухообмена здания за отопительный период, $1/\text{ч}$, принимаемая по нормам проектирования соответствующих зданий (для жилых зданий произведение $n_a \cdot \beta_v \cdot V_h$ принимают равным $3 \cdot A_r$, где A_r — площадь жилых помещений, м^2); β_v — коэффициент снижения объема воздуха в здании, учитывающих наличие внутренних ограждающих конструкций (при отсутствии данных принимают $\beta_v = 0,85$); V_h — отапливаемый объем здания, равный объему, ограниченному внутренними поверхностями наружных ограждений здания, м^3 ; ρ_a — плотность воздуха в помещении, $\text{кг}/\text{м}^3$, равная $1,2$; k — коэффициент учета влияния встречного теплового потока в конструкциях, равный согласно СНиП 2.04.05–91* (изд. 1998 г.), $0,7$ для стыков панелей стен и окон с тройными переплетами; $0,8$ — для окон и балконных дверей с раздельными переплетами и $1,0$ — для одинарных окон, окон и балконных дверей со спаренными переплетами и открытых проемов.

При определении бытовых тепlopоступлений q_{int} — величина бытовых тепловыделений на 1 м^2 площади пола жилых помещений ($\text{Вт}/\text{м}^2$) принимается по расчету, но не менее $10 \text{ Вт}/\text{м}^2$ для жилых и административных зданий.

Расчет тепlopотребления системами вентиляции и кондиционирования воздуха

Расчет тепlopотребления системами вентиляции и кондиционирования воздуха проводят на основе тепловых и материальных балансов помещений. Пример простейших тепловых балансов для холодного

периода года приведен в предыдущем параграфе. Материальные балансы составляются по вредным веществам, по углекислому газу, выделяемому в процессе жизнедеятельности людей, по выделению взрыво- и пожароопасных веществ. Поскольку и системы вентиляции и системы кондиционирования воздуха работают круглогодично, то балансы составляются для двух периодов года и дополнительно — для переходного периода (для систем кондиционирования). Задачей указанных систем является удаление различного рода вредностей из объема обслуживаемого помещения: избытков теплоты, влаги, вредных и взрыво- и пожароопасных веществ. Особенности работы указанных систем подробно рассмотрены в главе 1. По результатам составления балансов находятся расходы наружного воздуха, подаваемого приточными системами вентиляции или кондиционирования воздуха в обслуживаемые помещения.

Интенсивность вредных выделений может изменяться с изменением параметров внутренней и наружной среды. Расход свежего воздуха проводят раздельно для каждого вида вредности для холодного и теплого периода с учетом потребностей в приточном воздухе технологических установок. За предварительную расчетную величину принимают максимальный из полученных расходов. Окончательный выбор расчетного расхода наружного воздуха делается после расчета нормируемого расхода. В СНиП 41-01-2003 представлены нормы подачи свежего воздуха в здания различного назначения.

Расход приточного воздуха для удаления избытков явной теплоты — $L_{\text{п}}$, $\text{м}^3/\text{с}$, проводят по уравнению [9]:

$$L_{\text{п}} = L_{\text{м}} + [\Delta Q_{\text{я}} + c_v L_{\text{м}} (t_{\text{м}} - t_{\text{п}})] / [c_v (t_{\text{г}} - t_{\text{п}})],$$

где: $L_{\text{м}}$ — расход воздуха, удаляемого из обслуживаемой или рабочей зоны помещения на технологические нужды и местной вытяжной вентиляцией, $\text{м}^3/\text{с}$; $\Delta Q_{\text{я}}$ — количество явной теплоты, поступившей в помещение, кВт ; c_v — объемная теплоемкость воздуха, $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$; $t_{\text{м}}$ — температура воздуха в обслуживаемой или рабочей зоне помещения, удаляемого на технологические нужды и местной вытяжной вентиляцией, $^\circ\text{C}$; $t_{\text{п}}$ — температура воздуха, подаваемого в помещение ($t_{\text{п}} = t_{\text{в}} - \Delta t_{\text{доп}}$, значения $\Delta t_{\text{доп}}$ зависят от способа подачи воздуха в помещение, представлены в табл. 4.2.9 [14]), $^\circ\text{C}$; $t_{\text{г}}$ — температура воздуха, удаляемого из помещения за пределами рабочей зоны, $^\circ\text{C}$ (эта температура может быть определена как $t_{\text{г}} = t_{\text{в}} + \text{grad } t (H - h)$, где h — высота рабочей зоны, H — высота, на которой удаляется воздух из помещения, значения $\text{grad } t$ приводятся в табл. 4.2.10 в зависимости от удельных выделений теплоты в помещении).

Избытки явной теплоты в помещении ΔQ находят- ся из теплового баланса помещения с учетом тепло- поступления от людей, оборудования, солнечной ин- соляции и потерь теплоты через ограждающие конст- рукции здания. Расчеты по формуле (4.2.30) проводятся для условий теплого, холодного и пере- ходного периода года. Расчетная температура на- ружного воздуха выбирается согласно рекоменда- циям, изложенным выше. Температуру воздуха в обслу- живаемой или рабочей зоне помещения t_m для соответствующего периода года принимают по табл. 4.2.3. Максимальный из полученных расходов принима- ется в качестве расчетного расхода приточного воздуха для удаления избытков явной теплоты.

Расчет потребности в приточном воздухе для уда- ления избытков влаги — L_n , m^3/c , проводят по уравне- нию [9]:

$$L_n = \frac{L_m + [\Delta G_v + \rho L_m (d_m - d_n)] / [\rho (d_y - d_n)]}{1}$$

где: ΔG_v — интенсивность поступления (избытки) влаги в помещение, г/с; ρ — плотность воздуха, kg/m^3 ; d_m — влагосодержание воздуха, удаляемого из обслужи- ваемой или рабочей зоны помещения на технологические нужды и местной вытяжной вентиляцией, г/(кг с.в.); d_n — влагосодержание воздуха, подаваемого в по- мещение, г/(кг с.в.); d_y — влагосодержание воздуха, удаляемого из помещения за пределами обслужи- ваемой или рабочей зоны, г/(кг с.в.).

Расчеты по формуле (4.2.31) так же, как и по фор- муле (4.2.32), проводятся для теплого и холодного пе- риодов года и переходных условий. Для холодного периода года проверяется также возможность образо- вания конденсата на внутренних поверхностях ограж- дающих конструкций. Для защиты от этого явления увеличивают воздухообмен в помещении. Получен- ные величины сравниваются между собой, и макси- мальная из них принимается в качестве расчетного расхода приточного воздуха для удаления избытков влаги.

Расчет потребности в приточном воздухе для уда- ления избытков полной теплоты — L_n , m^3/c , проводят по уравнению:

$$L_n = \frac{L_m + [\Delta Q_n + \rho L_m (H_m - H_n)] / [\rho (H_y - H_n)]}{1}$$

где: ΔQ_n — количество полной теплоты, поступившей в помещение, кВт; ρ — плотность воздуха, kg/m^3 ; H_m — удельная энтальпия воздуха, удаляемого из обслужи- ваемой или рабочей зоны помещения на технологиче- ские нужды и местной вытяжной вентиляцией, кДж/кг; H_n — удельная энтальпия воздуха, подаваемого в по- мещение, кДж/кг; H_y — удельная энтальпия воздуха, удаляемого за пределами обслуживаемой или рабо- чей зоны, кДж/кг.

Расчет потребности в приточном воздухе для сни- жения до ПДК концентрации вредных веществ — L_n , m^3/c , проводят по уравнению [9]:

$$L_n = L_m + [\Delta G_{vv} + L_m (C_m - C_n)] / [(C_y - C_n)],$$

где: ΔG_{vv} — расход каждого из вредных веществ, пос- тупающих в воздух помещения, мг/с; C_m — концент- рация вредного вещества в воздухе, удаляемом из обслуживаемой или рабочей зоны, mg/m^3 ; C_n — кон- центрация вредного вещества в воздухе, подаваемого в помещение, mg/m^3 ; C_y — концентрация вредного ве- щества в воздухе, удаляемого за пределами обслужи- ваемой или рабочей зоны, mg/m^3 . В этом случае рас- ход приточного воздуха вычисляется для рабочей смены с максимальной загрузкой технологического оборудования (и для каждого вида вредного вещест- ва отдельно). При разнонаправленном воздействии вредных веществ на организм человека за расчетный расход приточного воздуха для удаления вредных ве- ществ принимается наибольшая из вычисленных вели- чин. Если выделяются вредные вещества с однона- правленным воздействием на организм человека, то за расчетный расход приточного воздуха для умень- шения концентрации вредных веществ принимается суммарная величина расхода воздуха, вычисленного для каждого из этих веществ.

При проведении расчетов необходимо принимать C_n = ПДК данного вредного вещества в рабочей зоне помещения. Если необходимо обеспечить безопас- ность от пожара или взрыва смеси воздуха с опасным веществом, то в выражение (4.2.33) вместо C_n и C_y следует подставлять $0,1 \times C_g$ (где C_g — нижний кон- центрационный предел распространения пламени по газо-, паро- и пылевоздушным смесям, mg/m^3).

Максимальный расход приточного воздуха, из вычисленных по формулам (4.2.30)–(4.2.33), прове- ряется:

- на обеспеченность нормируемой кратности воздухообмена — L_{H1} , m^3/c ;
- на обеспеченность нормируемых удельных рас- ходов приточного воздуха — L_{H2} и L_{H3} , (m^3/c) и проводится по формулам:

$$L_{H1} = m \times V / 3600,$$

$$L_{H2} = n_F \times F / 3600,$$

$$L_{H3} = n_N \times N / 3600,$$

где: V — объем помещения, m^3 ; m — нормируемая крат- ность воздухообмена, 1/час; F — площадь помещения, m^2 ; n_F — нормируемый расход приточного воздуха на

1 квадратный метр площади помещения, $\text{м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{час})$; N — число людей (или рабочих мест, или единиц оборудования), находящихся в помещении, штук; n_N — нормируемый удельный расход приточного воздуха на одного человека (или одно рабочее место, или одну единицу оборудования), $\text{м}^3/(\text{час} \cdot \text{штук})$. Если максимальный расход приточного воздуха, вычисленный по выражениям (4.2.30)÷(4.2.33) превышает максимальное значение нормируемого расхода, определенное по формулам (4.2.23)÷(4.2.36), то он остается расчетным. Если же хотя бы один из нормируемых расходов приточного воздуха больше максимально-го, то за расчетный расход принимается максимальное значение нормируемого расхода приточного воздуха.

По расходу находится расчетный часовой расход тепловой энергии в кВт или ккал/ч:

$$Q_B^p = L_B^p C_v (t_B - t_H^p) |,$$

где: L_B^p — расчетный объемный расход наружного воздуха (в системах без рекуперативного или регенеративного подогрева воздуха), $\text{м}^3/\text{ч}$; C_v — объемная теплоемкость воздуха, $\text{кДж}/\text{м}^3$ или $\text{ккал}/\text{м}^3$; $(t_B - t_H^p)$ — разность расчетных температур, $^{\circ}\text{C}$.

Температура приточного воздуха [14]

Подача воздуха	$\Delta t_{\text{доп}}$
Непосредственно в рабочую зону	2 $^{\circ}\text{C}$
На высоту 2,5 м и выше	4–6 $^{\circ}\text{C}$
На высоту более 4 м от пола	6–8 $^{\circ}\text{C}$
Воздухораспределителями (плафонами)	8–15 $^{\circ}\text{C}$

Зависимость градиента температуры по высоте цеха от удельных выделений явной теплоты [14]

Удельные выделения теплоты, $\text{Вт}/\text{м}^3$	Градиент температуры по высоте, $^{\circ}\text{C}/\text{м}$
Более 23,2	0,8–1,5
11,6–23,2	0,3–1,2
Менее 11,6	0–0,5

Расчетное потребление тепловой энергии ($\text{кВт} \cdot \text{ч}$, Гкал) за i -й период времени со средней за период

температурой наружного воздуха t_H^{cpi} рассчитывается по формуле:

$$Q_B^{\text{cpi}} = L_B^p C_v (t_B - t_H^{\text{cpi}}) | n_i = \\ = Q_B^p [(t_B - t_H^{\text{cpi}})/(t_B - t_H^p)] | n_i,$$

где: n_i — продолжительность работы вентиляции за выбранный период времени в часах.

Расчетное потребление теплоты за отопительный период будет:

$$Q_B^{\text{от}} = Q_B^p n + Q_B^p [(t_B - t_H^{\text{cp}})/(t_B - t_H^p)] | n_1 + \\ + (0,15 \dots 0,2) Q_B^p [(t_B - t_H^{\text{cp}})/(t_B - t_H^p)] | n_2,$$

где: n, n_1, n_2 — длительности работы системы вентиляции при $t_H < t_H^p$, при $t_H \geq t_H^p$ и при отключенных вентиляции.

При решении задач энергосбережения в системах кондиционирования необходимо рассчитывать изменение состояния влажного воздуха. При использовании компьютеров расчеты удобнее проводить, используя исходные уравнения и зависимости, на основе которых в дальнейшем были построены диаграммы состояния влажного воздуха. Некоторые из этих расчетных зависимостей приведены ниже.

Зависимость давления насыщенного водяного пара, МПа, над поверхностью жидкости от температуры может быть представлена в виде:

$$p_s = e^{9,77 \frac{4054}{236 + t}}$$

Зависимость влагосодержания от атмосферного давления $p_{\text{атм}}$, парциального давления пара p_s при температуре воздуха и его относительной влажности ϕ : где $\phi = p_n/p_s(t)$.

Зависимость энтальпии влажного воздуха от его влагосодержания и температуры, $\text{кДж}/\text{кг}$, сухого воздуха:

$$H = C_B t + d(r_0 + C_n t),$$

где: C_B и C_n — удельные средние теплоемкости сухого воздуха и пара в интервале рабочих температур, характерном для систем отопления (СО), вентиляции (СВ) и кондиционирования воздуха (СКВ); r_0 — удельная теплота испарения воды в окрестности температуры 0 $^{\circ}\text{C}$.

Зависимость парциального давления пара от влагосодержания α :

$$p_n = p_{\text{атм}} \frac{d}{0,622 + d}.$$

Плотность влажного воздуха:

$$\rho = \frac{R_{\text{в}}}{R_{\text{н}} T} \frac{1 + d}{0,622 + d}.$$

В инженерной практике эти расчеты делаются с помощью *H-d*-диаграмм (каждая из диаграмм построена для конкретного барометрического давления).

Особенность работы систем кондиционирования заключается в том, что указанные системы нуждаются в двух источниках — источниках теплоты и холода. Помимо потребления тепловой мощности, в системах кондиционирования потребляется и холодильная мощность. Порядок расчета потребления тепловой энергии и энергии источника холода в системах кондиционирования на первом этапе не отличается от порядка расчета теплоснабжения системами вентиляции. Основой расчета являются уравнения теплового баланса помещения, составляемые, как отмечено выше, для всех периодов года. Здесь следует учесть, что системы кондиционирования, как правило, работают совместно с системами отопления. В холодный период года основная нагрузка по отоплению, по крайней мере в нерабочее время, ложится на систему отопления здания. Дальнейшие расчеты удобнее проводить, используя *H-d*-диаграмму.

Рассмотрим для примера расчет теплоснабжения (холодоснабжения летом) приточной системой кондиционирования воздуха.

Процессы тепловлажностной обработки воздуха принято представлять в *H-d*-диаграмме. Для нанесения на диаграмму точки, соответствующей его состоянию, надо знать два из следующих четырех параметров: температуру t (°C), относительную влажность φ (%), абсолютное влагосодержание d (г/кг сух. возд.), энтальпию H (кДж/(кг·K)). На диаграмме эти параметры представлены линиями, вдоль которых соответствующий параметр остается постоянным.

Положение точки, отвечающей текущему состоянию воздуха, можно определить также, зная закономерности протекания и изображения процессов обработки воздуха на диаграмме. Так, процессы нагрева (или охлаждения) воздуха в рекуперативных теплообменниках осуществляются при постоянном влагосодержании d . На диаграмме такие процессы изображаются отрезками линии $d = \text{const}$, границы которого соответствуют начальному и конечному состоянию воздуха. К таким процессам относятся процессы нагрева воздуха в подогревателях первой и второй ступени. Процесс увлажнения воздуха происходит при постоянной энтальпии (адиабатное увлажнение) и изображается на диаграмме отрезком линии постоянной энтальпии ($H = \text{const}$). В конце процесса адиабатного увлажнения относительная влажность воздуха находится в пределах 90÷95 % (теоретическое значение 100 %).

Процессы обработки воздуха в холодный период года представлены на рис. 4.2.1. На диаграмме изображены следующие процессы обработки воздуха в приточной системе кондиционирования воздуха: Н-П — процесс нагрева воздуха в подогревателе первой ступени, П-О — адиабатный процесс увлажнения воздуха в камере орошения, О-П — процесс нагрева воздуха в подогревателе второй ступени, П-У — процесс политропного нагрева и увлажнения воздуха в обслуживаемой или рабочей зоне. Полагается, что в обслуживаемом помещении имеются избытки теплоты и влаги.

Для работы установки кондиционирования воздуха необходимы источники тепла (нагрев воздуха) и воды для увлажнения. Для перемещения воздуха в результате работы вентиляторов установка нуждается в подаче электропитания. Нагретый до нужной температуры наружный воздух подается в обслуживаемую или рабочую зону, где его состояние изменяется в результате политропного процесса, в котором воздух нагревается из-за избытка тепла в помещении или охлаждается, если тепловой баланс помещения отрицателен. Одновременно изменяется в ту или иную сторону и влагосодержание воздуха, в зависимости от баланса влаги в помещении. Далее отработанный воздух вытяжным вентилятором удаляется наружу.

Расчет потребности системы кондиционирования в теплоте в холодный период года.

Из диаграммы следует, что для нагрева воздуха в приточной системе необходима тепловая мощность (кВт), равная:

$$Q_{\text{пр}} = \rho_{\text{н}} L_{\text{н}} (H_{\text{о}} - H_{\text{н}}) + \rho_{\text{п}} L_{\text{п}} (H_{\text{п}} - H_{\text{о}}) = \rho_{\text{п}} L_{\text{п}} (H_{\text{п}} - H_{\text{н}}).$$

В уравнении (4.2.45) и при построении процессов обработки воздуха в *H-d*-диаграмме не учтен подогрев воздуха при прохождении приточной части вентилятора. В практических расчетах принимают нагрев воздуха в приточной части вентилятора примерно на 1–2 °C. По указаниям СНиП 41-01-2003 нагрев приточного воздуха в приточной части вентиляторов следует рассчитывать по зависимости $\Delta t_{\text{в}} = 0,001 \Delta p$. Температура приточного воздуха при этом рассчитывается по зависимости:

$$t_{\text{п}} = t_{\text{н}} + \Delta t + 0,001 \Delta p,$$

где: Δp — полный напор, создаваемый вентилятором (Па), а Δt — нагрев воздуха в калориферах. По уравнению (4.2.45) рассчитывается потребляемая мощность при любой температуре наружного воздуха. При этом надо учитывать, что параметры приточного воздуха (точка П на диаграмме) будут изменяться из-за изменения тепловых потерь помещением вследствие изменения температуры наружного воздуха. То есть

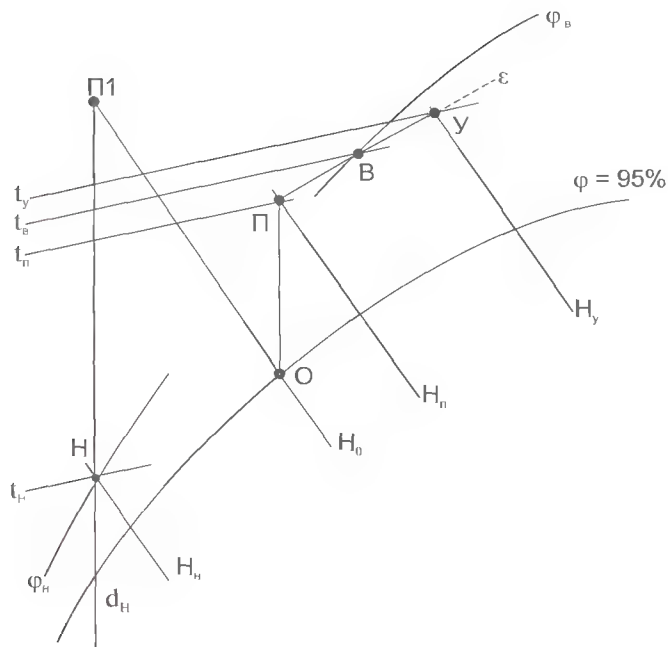


Рис. 4.2.1. Процессы обработки влажного воздуха в прямоточной СКВ в холодный период года

с изменением температуры наружного воздуха будет меняться угол наклона (ε) отрезка П-У. Отношение $\varepsilon = \Delta Q / \Delta W_{\text{вЛ}}$ называется тепловлажностным отношением и задает угол наклона политропного процесса воздуха в обслуживаемом помещении. В этом отношении ΔQ — разность теплопотерь помещения и полных тепловыделений от людей, оборудования и осветительных приборов, $\Delta W_{\text{вЛ}}$ — разность интенсивностей выделения и удаления влаги из помещения. Эти разности могут иметь как положительные, так и отрицательные значения. В зависимости от знака ΔQ и $\Delta W_{\text{вЛ}}$ угол наклона луча ε может быть или положительным, или отрицательным. Максимальная мощность, подводимая к воздуху в системе кондиционирования, будет при расчетной температуре наружного воздуха.

Расчет потребности системы кондиционирования в теплоте и холоде в теплый период года.

На рис. 4.2.2 приведены процессы обработки воздуха в теплый период года. Н-О — политропный процесс охлаждения (осушения) воздуха в камере орошения. О-П — процесс подогрева воздуха в калорифере второй ступени при постоянном влагосодержании. Затраты холодильной мощности (кВт) составляют:

$$Q_{\text{х}} = \rho_{\text{п}} L_{\text{п}} (H_{\text{н}} - H_{\text{о}}).$$

Затраты тепловой мощности (кВт) составляют:

$$Q_{\text{т}} = \rho_{\text{п}} L_{\text{п}} (H_{\text{п}} - H_{\text{о}}).$$

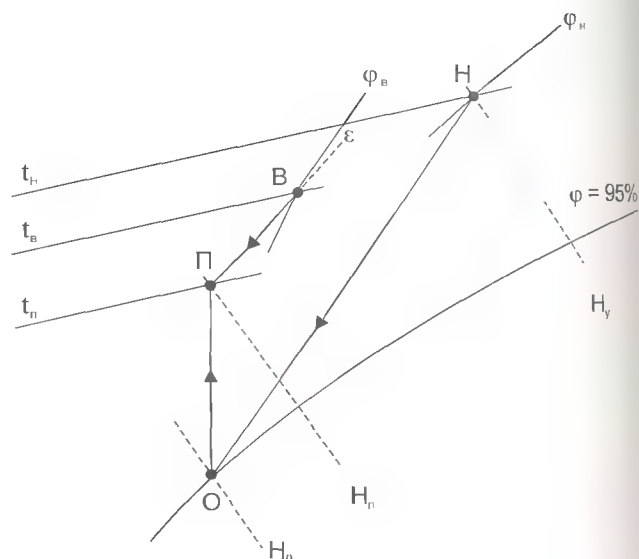


Рис. 4.2.2. Процессы обработки влажного воздуха в прямоточной СКВ в теплый период года

Тепло- и хладопотребление в теплый, так же как и в холодный период года, зависят от температуры наружного воздуха. Максимальное охлаждение воздуха и холодильная мощность требуются при расчетной температуре наружного воздуха в теплый период года.

Проектный расчет систем кондиционирования проводится при расчетных температурах наружного воздуха для холодного, теплого и переходного периодов года.

Теплопотребление (хладопотребление) системами кондиционирования за любой период времени n_i (в кВт · ч или Гкал) можно рассчитать, используя зависимости для теплопотребления в единицу времени (4.2.45), (4.2.47) или (4.2.48), в которых энтальпия приточного воздуха ($H_{\text{п}}$), энтальпия наружного воздуха ($H_{\text{н}}$), энтальпия воздуха после камеры орошения и расход приточного воздуха находятся при средней за период времени температуре наружного воздуха ($t_{\text{н}}^{\text{ср}}$):

$$Q_{\text{т}}^{\text{ср}} = \rho_{\text{п}} L_{\text{п}}^{\text{ср}} (H_{\text{п}}^{\text{ср}} - H_{\text{о}}^{\text{ср}}) n_i,$$

$$Q_{\text{х}}^{\text{ср}} = \rho_{\text{п}} L_{\text{п}}^{\text{ср}} (H_{\text{п}}^{\text{ср}} - H_{\text{о}}^{\text{ср}}) n_i,$$

где: n_i — длительность периода в часах.

2.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАКТИЧЕСКОГО КОЛИЧЕСТВА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ, ПОТРЕБЛЕННЫХ АБОНЕНТАМИ

Определение фактического количества потребленной тепловой энергии имеет важное значение, если рассматривать его с позиций энергосбережения. Оно позволяет выявить непроизводительные затраты энергии сверх нормируемых (или расчетных) величин. Определение фактического количества потребленной тепловой энергии может быть сделано по показаниям стационарных приборов учета и контроля за потребляемой энергией или по данным оперативных измерений в процессе энергоаудита объекта теплоснабжения.

Фактический часовой расход тепла на отопление (ккал/ч, кДж/ч) на основании измерений расходов теплоносителя и температур при энергоаудите вычисляется по формуле:

$$Q_o^{\Phi} = G_o^{\Phi} c_p (t_1^{\Phi} - t_2^{\Phi}),$$

где: G_o^{Φ} — фактический массовый расход горячей воды в системе отопления, кг/ч; c_p — теплоемкость воды, ккал/(кг · °С) или кДж/(кг · °С); t_1^{Φ} , t_2^{Φ} — температуры воды на входе в систему отопления и на выходе из системы, °С.

Фактический часовой расход тепла в системе горячего водоснабжения (ккал/ч, кДж/ч) по измерениям расхода и температур, проводимым при энергоаудите, вычисляется по формуле:

$$Q_{ГВС}^{\Phi} = G_{ГВС}^{\Phi} c_p (t_{ГВ}^{\Phi} - t_{ХВ}^{\Phi}),$$

где: $G_{ГВС}^{\Phi}$ — фактический массовый расход горячей воды в системе горячего водоснабжения, кг/ч; c_p — теплоемкость воды, ккал/(кг · °С) или кДж/(кг · °С); $t_{ГВ}^{\Phi}$ — температура горячей воды; $t_{ХВ}^{\Phi}$ — температуры холодной воды у источника теплоснабжения, °С.

Фактический часовой расход тепла в системе приточной вентиляции (ккал/ч, кДж/ч) по измерениям расхода воздуха и температур, проводимым при энергоаудите, вычисляется по формуле:

$$Q_v^{\Phi} = L_v^{\Phi} C_v (t_v^{\Phi} - t_n^{\Phi})$$

или

$$Q_v^{\Phi} = G^{\Phi} c_{pв} (t_{вх}^{\Phi} - t_{вых}^{\Phi}),$$

где: L_v^{Φ} — фактический измеренный объемный расход наружного воздуха (в системах без рекуперативного

или регенеративного подогрева воздуха), м³/ч; C_v — объемная теплоемкость воздуха, кДж/м³ или ккал/м³; t_v^{Φ} — температура воздуха внутри помещения; t_n^{Φ} — температура наружного воздуха, °С; G^{Φ} — расход горячей воды через калорифер приточной установки, кг/ч; $c_{pв}$ — теплоемкость воды, ккал/(кг · °С) или кДж/(кг · °С); $(t_{вх}^{\Phi} - t_{вых}^{\Phi})$ — разность температур воды на входе и выходе из калорифера, °С.

Расход тепловой энергии в системах кондиционирования воздуха определяется на основании измерений температур и влажностей воздуха до и после калориферов и расхода воздуха в системе (см. рис. 4.2.3):

$$Q_k^{\Phi} = L_n^{\Phi} C_v [(H_{п1}^{\Phi} - H_c^{\Phi})] + [(H_{п2}^{\Phi} - H_o^{\Phi})]$$

или

$$Q_k^{\Phi} = G_1^{\Phi} c_{pв} (t_{вх1}^{\Phi} - t_{вых1}^{\Phi}) + G_2^{\Phi} c_{pв} (t_{вх2}^{\Phi} - t_{вых2}^{\Phi}),$$

где: $H_{п1}^{\Phi}$, H_c^{Φ} , $H_{п2}^{\Phi}$ и H_o^{Φ} — энтальпии влажного воздуха, которые могут быть вычислены по формуле (4.2.42) или найдены по H - d -диаграмме по измерениям температур и влажностей воздуха, кДж/кг; L_n^{Φ} — фактический расход воздуха в системе, м³/ч; C_v — объемная теплоемкость воздуха, ккал/(м³ · °С) или кДж/(м³ · °С); G_1^{Φ} и G_2^{Φ} — массовые расходы воды через калориферы первого и второго подогрева, кг/ч; $(t_{вх1}^{\Phi} - t_{вых1}^{\Phi})$ и $(t_{вх2}^{\Phi} - t_{вых2}^{\Phi})$ — разности температур горячей воды на входе и выходе из калориферов, °С; $c_{pв}$ — теплоемкость воды, ккал/(кг · °С) или кДж/(кг · °С).

Влагосодержание воздуха может быть вычислено по измерениям температур по «сухому» и «мокрому» термометру (t_i^{Φ} — на рис. 4.2.3). Для этого надо применить формулы (4.2.40)–(4.2.44) и соотношение (4.2.57). Температуры «мокрого» и «сухого» термометров связаны следующим соотношением [21]:

$$t_m = t_c - \left(\frac{C_v + C_n d_m}{C_v + C_n d} \right) \frac{r_n}{C_n},$$

где: r_m — удельная теплота испарения воды при температуре «мокрого» термометра t_m . Чтобы не производить достаточно трудоемкие вычисления по указанным зависимостям, удобно воспользоваться H - d -диаграммой. Положение точки на диаграмме, которая соответствует параметрам влажного воздуха на определенном этапе его обработки в системе кондиционирования, может быть определено как точка пересечения изотермы t (температура по «сухому» термометру)

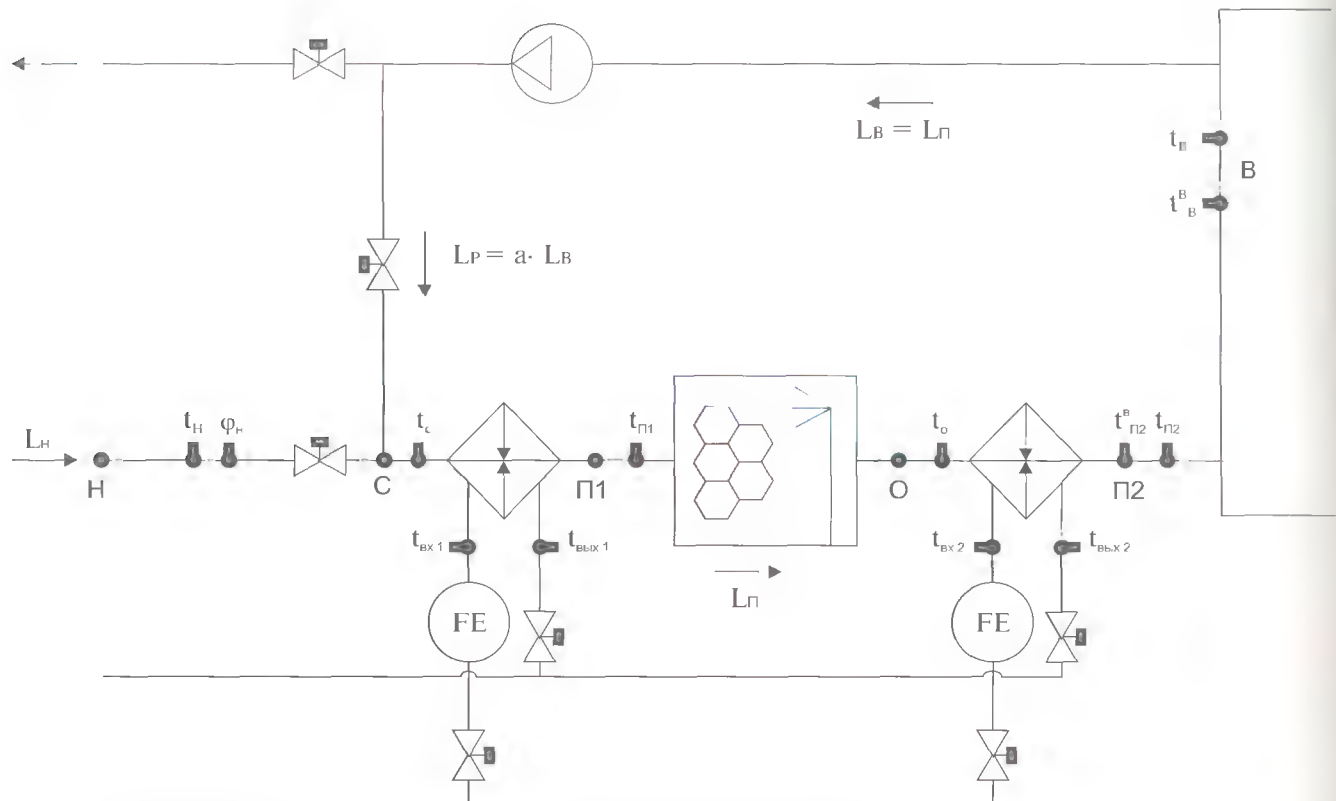


Рис. 4.2.3. Принципиальная схема обработки влажного воздуха в центральной системе кондиционирования воздуха с первой рециркуляцией

и линии постоянной энтальпии. Линия постоянной энтальпии проходит через точку, в которой пересекаются изотерма t^B (температура по «мокрому» термометру) и линия насыщения ($\varphi = 100\%$).

Расходы тепловой энергии за любой промежуток времени находятся по часовым расходам.

При наличии стационарных приборов учета потребления тепловой энергии задача определения фактических нагрузок систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха существенно упрощается.

Количество тепловой энергии и масса (объем) теплоносителя, полученные потребителем, рассчитываются на основании показаний приборов узла учета потребителя по формуле:

$$Q = Q_{\text{и}} + Q_{\text{п}} + (G_{\text{п}} + G_{\text{г.в}} + G_{\text{у}}) (h_2 - h_{\text{х.в}}),$$

где: $Q_{\text{и}}$ — тепловая энергия, израсходованная потребителем, по показаниям теплосчетчика; $Q_{\text{п}}$ — тепловые потери на участке от границы балансовой принадлежности системы теплоснабжения потребителя до его узла учета; $G_{\text{п}}$ — масса сетевой воды, израсходованной потребителем на подпитку систем отопления, определенная по показаниям водосчетчика (учитывается для систем, подключенных к тепловым сетям по независимой схеме); $G_{\text{у}}$ — масса утечки сетевой воды в системах теплоснабжения, установленных соответственно на обратном трубопроводе и трубопроводе горячего водоснабжения; h_2 — энтальпия сетевой воды в обратном трубопроводе; $h_{\text{х.в}}$ — энтальпия хо-

лодной воды, используемой для подпитки системы теплоснабжения на источнике теплоты.

Тепловая энергия, израсходованная потребителем, вычисляется по показаниям теплосчетчика:

$$Q_{\text{и}} = G_1 (h_1 - h_2),$$

где: G_1 — масса сетевой воды в подающем трубопроводе, полученная потребителем и определенная по его приборам учета; h_1 — энтальпия сетевой воды в подающем трубопроводе; h_2 — энтальпия сетевой воды в обратном трубопроводе.

Для вычисления количества тепловой энергии, полученной паровыми системами теплоснабжения, используется следующая формула:

$$Q = Q_{\text{и}} + Q_{\text{п}} + (D - G_{\text{к}}) (h_2 - h_{\text{х.в}}),$$

где: $Q_{\text{и}}$ — тепловая энергия, израсходованная потребителем, по показаниям теплосчетчика; $Q_{\text{п}}$ — тепловые потери на участке от границы балансовой принадлежности системы теплоснабжения потребителя до его узла учета (эта величина указывается в договоре и учитывается, если узел учета оборудован не на границе балансовой принадлежности); D — масса пара, полученная потребителем (по его приборам учета); $G_{\text{к}}$ — масса возвращенного потребителем конденсата (по его приборам учета); $h_{\text{к}}$ — энтальпия конденсата в конденсатопроводе на источнике теплоты; $h_{\text{х.в}}$ — энтальпия холодной воды, используемой для подпитки системы теплоснабжения на источнике теплоты.

3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

3.1. НОРМАТИВНАЯ БАЗА ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ ЗДАНИЙ, ТЕПЛОВИЗИОННОГО КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ТЕПЛОВОЙ ЗАЩИТЫ И ЗАПОЛНЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПАСПОРТА

Тепловая энергия потребляется системами отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха. По климатическим условиям России потребление тепловой энергии зданиями на указанные нужды превышает аналогичное потребление тепловой энергии в США в 2–4,5 раза. Для теплоснабжения существующего жилого фонда в России требуется до 250 млн т у. т. в год, что составляет существенную долю от общего годового потребления первичных энергоресурсов, величина которого в 2000 г. составила 921 млн т у. т. Естественно, что снижение этого показателя для России представляет актуальную задачу. Актуальность снижения потребления энергоресурсов на нужды обеспечения тепловой энергией зданий связана и с эффективностью их использования, которая может быть оценена удельным показателем потребления тепловой энергии в т у. т. или кВт·ч в расчете на 1 м² отапливаемой площади здания. По этому показателю потребление тепловой энергии в России превышает аналогичный показатель в странах со схожим климатом (Швеция и Финляндия) в 2,9 : 4,3 раза. Потенциал организационно-технологических мер экономии энергоресурсов в коммунально-бытовом секторе (по состоянию на 2000 г.) оценивается в 25,3 млн т у. т., что составляет примерно 10 % от затрат первичного топлива на отопление.

Показателем, характеризующим теплозащитные свойства ограждающих конструкций, служит приведенное сопротивление теплопередаче через ограждения. Требования по приведенному сопротивлению теплопередаче через ограждения до октября 2003 г. определялись СНиП II-3-79* «Строительная теплотехника» [58]. Аналогичные нормы приведены и в новых московских правилах МСГН 2.01.-99 «Энергосбережение в зданиях», введенных в действие Постановлением Правительства Москвы № 138 от 23 февраля 1999 г. [8]. Например, согласно первому этапу (до 2000 г.) требований СНиП II-3-79*, приведенное сопротивление теплопередаче наружных стен жилого

здания составляет 2,3 : 3,2 (м²·°С)/Вт (для климатических условий г. Москвы), дальнейшее увеличение этого показателя по второму этапу СНиП составляет величину 2,8 : 3,5 (м²·°С)/Вт. В настоящее время в московском регионе, благодаря применению стеновых панелей с улучшенной теплоизоляцией, достигнуто приведенное сопротивление теплопередаче порядка 2,2 : 2,4 (м²·°С)/Вт, что соответствует нормам. Дальнейшее совершенствование строительных конструкций и увеличение приведенного сопротивления теплопередаче до 3,15 (м²·°С)/Вт приведет к сокращению потребления тепловой энергии на отопление зданий за отопительный период на 12 : 14 %.

Сложившаяся к настоящему времени и утвержденная Госстроем России структура нормативных документов по зданиям со сниженным потреблением энергии на федеральном уровне представлена следующими документами [31]:

- СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий»;
- Сводом правил 23-101-2004 «Проектирование тепловой защиты зданий»;
- ГОСТ 30494-96 «Параметры микроклимата в жилых и общественных зданиях»;
- ГОСТы по обеспечению энергоаудита зданий (ГОСТ 31166-2003, ГОСТ 31167-2003, ГОСТ 31168-2003, ГОСТ 26254-84) и ГОСТ 26629-85 — по тепловизионному контролю качества теплоизоляции;
- разделами «Энергосбережение» в двух новых СНиП по жилым зданиям (СНиП 31-01-2001 и СНиП 31-02-2001).

На региональном уровне нормативные документы в области энергоэффективности зданий представлены территориальными строительными нормами (ТСН) в 53 регионах РФ под общим названием «Энергетическая эффективность жилых и общественных зданий» от ТСН 23-304-99 до ТСН 23-350-2004 (например, уже упоминавшимися Московскими городскими строительными нормами МСГН 2.01.-99 «Энергосбережение в зданиях»).

В СНиП II-3-79 и СНиП 23-02-2003 введен двухуровневый принцип нормирования теплозащитных качеств наружных стен [31]. Первый уровень — из условий обеспечения санитарно-гигиенической безопасности, являющийся обязательным, ниже этого уровня теплозащиту стен принимать запрещается. Второй — из экономических условий, т. е. из условий энергосбережения. Уровень теплоизоляции наружных стен в СНиП II-3-79*, СНиП 23-02-2003 и ТСН из

условий энергосбережения установлен тоже как обязательный для исполнения.

Особенностью нового СНиП является обязательная к заполнению форма энергетического паспорта здания, предназначенного для контроля качества проектирования здания и последующего его строительства и эксплуатации.

В СНиП 23-02-2003 содержатся требования:

- контроля качества теплоизоляции каждого здания при приемке его в эксплуатацию методом тепловизионного обследования согласно ГОСТ 26629-85 «Метод тепловизионного контроля качества теплоизоляции ограждающих конструкций»;
- контроля теплотехнических и энергетических параметров эксплуатируемых зданий с помощью энергетического аудита по ГОСТ 31168-2003 «Здания и сооружения».
- обязательного заполнения энергетического паспорта здания, предназначенного для контроля качества проектирования здания и последующего его строительства и эксплуатации.

3.2. ОСОБЕННОСТИ ТЕПЛОВИЗИОННЫХ ОБСЛЕДОВАНИЙ ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ

Метод основан на дистанционном измерении тепловизором полей температур поверхностей ограждающих конструкций, между внутренними и наружными поверхностями которых создан перепад температур, и вычислении относительных сопротивлений теплопередаче участков конструкции, значения которых, наряду с температурой внутренней поверхности, принимают за показатели качества их теплозащитных свойств.

Температурные поля поверхностей ограждающих конструкций получают на экране тепловизора в виде черно-белого или цветного изображения, градации яркости или цвета которого соответствуют различным температурам. Тепловизоры снабжены устройством для высвечивания на экране изотермических поверхностей и измерения выходного сигнала, значение которого функционально связано с измеряемой температурой поверхности.

Тепловизионному контролю подвергают наружные и внутренние поверхности ограждающих конструкций. По обзорной термограмме наружной поверхности ограждающих конструкций выявляют участки с нарушенными теплозащитными свойствами, которые затем подвергают детальному термографированию с внутренней стороны ограждающих конструкций.

Линейные размеры дефектных участков определяют, используя геометрические масштабы термограмм.

Для контроля качества теплоизоляции ограждающих конструкций применяют тепловизоры марки АТП-44-М. Допускается применение тепловизоров других марок, отвечающих следующим требованиям:

диапазон контролируемых температур	$-20 \sim +30\text{ }^{\circ}\text{C}$;
предел температурной чувствительности, не менее	$0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$;
угловые размеры поля обзора	$0,08\text{--}0,65\text{ рад}$;
число элементов разложения по строке, не менее	100;
число строк в кадре, не менее	100

При тепловизионном контроле дополнительно используют следующую аппаратуру и материалы:

- термошуп-термометр ЭТП-М с погрешностью не более $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- аспирационный психрометр М-34;
- метеорологический недельный термограф М-16И по ГОСТ 6416-75;
- ручной чашечный анемометр МС-13 по ГОСТ 6376-74;
- измерительную металлическую рулетку по ГОСТ 7502-80;
- фотоувеличитель, укомплектованный наклоняемым проекционным столиком;
- сосуд Дьюара вместимостью от 1 до 10 л;
- полиэтилентерефталатную металлизированную пленку типа ПЭТФ-С или ПЭТФ-Н.

Тепловизионные измерения производят при перепаде температур между наружным и внутренним воздухом, превосходящим минимально допустимый перепад, определяемый по формуле:

$$\Delta t_{\min} = \Theta R_0^n \frac{\alpha r}{1 \cdot r},$$

где: Θ — предел температурной чувствительности тепловизора, $^{\circ}\text{C}$; R_0^n — проектное значение сопротивления теплопередаче, $\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$; α — коэффициент теплоотдачи, принимаемый равным: для внутренней поверхности стен — по нормативно-технической документации; для наружной поверхности стен при скоростях ветра 1, 3, 6 м/с — соответственно 11, 20, 30 $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C})$; r — относительное сопротивление теплопередаче подлежащего выявлению дефектного участка ограждающей конструкции, принимаемое равным отношению значения требуемого нормативно-технической документации к проектному значению сопротивления теплопередаче, но не более 0,85.

Тепловизионные измерения производят при режиме теплопередачи, близком к стационарному.

**Интегральные коэффициенты излучения
некоторых строительных материалов
в спектральном диапазоне 2–5,6 мкм**

Наименование материала	Коэффициент излучения
Алюминий	0,04–0,19
Белая шпатлевка	0,88
Бумажные красные обои	0,90
Бумажные светло-серые обои	0,85
Гипсовая штукатурка	0,90
Красное дерево	0,84
Листовая сталь	0,50–0,60
Масляная серая глянцевая краска	0,96
Масляная серая матовая краска	0,97
Масляная черная глянцевая краска	0,92
Масляная черная матовая краска	0,94
Матовый лак	0,93
Облицовочный красный кирпич	0,92
Оцинкованное листовое железо	0,23–0,28
Пластиковые белые обои	0,84
Пластиковые красные обои	0,94
Серая штукатурка	0,92
Фанера	0,93
Фибровый картон	0,85

Тепловизионные измерения производят при отсутствии атмосферных осадков, тумана, задымленности. Обследуемые поверхности не должны находиться в зоне прямого и отраженного солнечного облучения в течение 12 ч до проведения измерений.

Измерения не следует производить, если значение интегрального коэффициента излучения поверхности объекта менее 0,7 (см. табл. 4.3.1).

Места установки тепловизора выбирают так, чтобы поверхность объекта измерений находилась в прямой видимости под углом наблюдения не менее 60°.

Удаленность мест установки тепловизора L в метрах от поверхности объекта определяют по формуле:

$$L \leq \frac{\Delta H N_c}{10\varphi},$$

где: φ — угловой вертикальный размер поля обзора тепловизора, рад; ΔH — линейный размер подлежащего выявлению участка ограждающей конструкции с

нарушенными теплозащитными свойствами, принимаемый при контроле внутренней поверхности от 0,01 до 0,2 м; при контроле наружной поверхности — от 0,2 до 1 м; N_c — число строк развертки в кадре тепловизора.

Поверхности ограждающих конструкций в период тепловизионных измерений не должны подвергаться дополнительному тепловому воздействию от биологических объектов, источников освещения. Минимально допустимое приближение оператора тепловизора к обследуемой поверхности составляет 1 м, электрических ламп накаливания — 2 м.

Отопительные приборы, установленные на отnose с расстоянием более 10 см от обследуемой поверхности или находящиеся на примыкающих к ней поверхностях, следует экранировать пленочными материалами с низким коэффициентом излучения.

На обследуемой поверхности выбирают геометрический репер, которым может служить линейный размер откоса окна, расстояние между стыками панелей ограждающей конструкции.

3.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМ ОТОПЛЕНИЯ, ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА

Энергетический аудит здания проводится с целью определения его энергетической эффективности и оценке энергосбережения. Результаты энергетического аудита являются основой классификации (см. [31], табл. 4.3.2) и сертификации зданий по энергоэффективности. В табл. 4.3.3 приведена классификация зданий по энергетической эффективности по степени отклонения расчетных или измеренных нормализованных значений удельной потребности в тепловой энергии на отопление здания от нормируемого значения, приведенного для соответствующего типа здания в табл. 4.3.2.

Системы отопления

Для оценки эффективности использования тепла на нужды отопления и горячего водоснабжения следует определить требуемый для данных условий расход теплоносителя, обеспечивающий известные тепловые нагрузки. Расчет тепловых нагрузок и требуемых расходов проводится в соответствии с разделами 2.2 и 2.4.

Определение фактических параметров производят с помощью измерительных приборов. Необходимые данные для определения фактических параметров обсуждаются в разделе 2.5. Для проведения необходимых измерений могут быть использованы имеющиеся на тепловом пункте измерительные приборы или

Классы энергетической эффективности гражданских зданий [31]

Буквенное и графическое обозначение класса	Наименование класса	Величина отклонения расчетного (или измеренного нормализованного) значения от нормативного значения, %	Рекомендуемые мероприятия органами администрации субъектов Федерации
При проектировании и эксплуатации новых и реконструированных гражданских зданий			
А	Повышенный	Минус 10 и ниже	Рекомендуется экономическое стимулирование
Б	Нормальный	от 0 до минус 9	Соответствует требованиям норм
При эксплуатации новых и реконструированных гражданских зданий			
В	Пониженный	от плюс 1 до плюс 25	Рекомендуются штрафные санкции
При эксплуатации существующих гражданских зданий			
Г	Низкий	от плюс 26 до плюс 75	Желательна реконструкция здания
Д	Существенно низкий	от плюс 76 до плюс 120	Рекомендуется реконструкция здания в перспективе
Е	Чрезмерно низкий	Свыше 120	Необходима срочная реконструкция здания

Нормируемое удельное энергопотребление на отопление за отопительный период [31]

Нормируемое удельное энергопотребление на отопление зданий (q_h^{req}) кДж/(м ² · °С/сут) [кДж/(м ³ · °С/сут)] за отопительный период						
Типы зданий	Число этажей					
	1-3	4-5	6	7-9	10-12	13 и выше
Жилые	115	80	75	74	72	70
Общеобразовательные учреждения и офисы	[36]	80 [29]	75 [27]	74 [27]	72 [26]	70 [25]
Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	[34], [33], [32]	[32]	[32]	[30]	—	—
Дошкольные учреждения	[45]	—	—	—	—	—

Примечание. Величины q_h^{req} , кДж/(м³ · °С/сут), в скобках относятся к офисам.

переносные портативные приборы организации, проводящей обследование. Все приборы должны быть поверены и иметь аттестацию органов Госстандарта.

Погрешность измерения параметров должна составлять [12]:

- по расходам — не более 2,5 %;
- по давлениям — не более 0,1 кгс/м²;
- по температурам — не более 0,5 °С.

В качестве расходомеров могут быть использованы установленные в тепловых пунктах стационарные приборы, в том числе входящие в состав теплосчетчиков, позволяющие определить мгновенные значения расходов воды: измерительные диафрагмы, приборы

турбинного или крыльчатого типа, а также электромагнитные, вихревые и ультразвуковые расходомеры. При отсутствии стационарных расходомеров могут быть использованы переносные измерительные приборы: переносные ультразвуковые расходомеры с накладными датчиками отечественного или зарубежного производства.

В качестве измерительных приборов давления или перепада давлений могут быть использованы образцовые пружинные манометры, датчики МТ-100 или преобразователи давления «САПФИР» завода «Манометр», а также аппаратура аналогичного типа отечественного и зарубежного производства.

Для измерений температуры могут быть использованы ртутные термометры с ценой деления $0,1^{\circ}\text{C}$, устанавливаемые в имеющихся на трубопроводах термометрических гильзах, или термометры, входящие в состав теплосчетчиков узлов учета при наличии вторичной показывающей аппаратуры. Для измерений температуры при отсутствии измерительной аппаратуры на тепловых пунктах следует использовать стандартные термоэлектрические преобразователи и термометры сопротивления с вторичными показывающими и регистрирующими приборами. При отсутствии в точках измерения термометрических гильз измерения могут быть проведены с использованием датчиков (термоэлектрических преобразователей и термометров сопротивления) поверхностного типа. При этом необходимо обеспечить плотный контакт датчика с очищенной от краски и ржавчины поверхностью трубопровода и достаточную тепловую изоляцию участка трубопровода в месте установки поверхностного датчика.

При обследовании систем отопления следует обращать внимание [57] на:

- наличие систем учета расхода тепловой энергии;
- наличие систем автоматического регулирования температуры теплоносителя в системах отопления в зависимости от наружной температуры;
- наличие капели с запорной арматуры;
- наличие неизолированной запорной арматуры;
- наличие неизолированных трубопроводов, их диаметров и длин;
- наличие тамбуров и их секционирование во входах в помещение и пружин на дверях;
- наличие тройного остекления окон;
- цвет краски, которой покрашены радиаторы;
- уплотнение щелей и неплотностей оконных и дверных проемов;
- дополнительную теплоизоляцию наружных стен, перекрытий верхнего этажа и пола первого этажа.

Эта информация позволит сделать оценку перерасхода или экономии тепловой энергии (см. раздел 4.6).

Вентиляция и кондиционирование

В вытяжных вентиляционных установках основным потребителем энергии является электродвигатель вентилятора. Приточные вентиляционные установки потребляют электроэнергию и теплоэнергию.

Расчетную нагрузку вентиляционных установок определяют из проекта предприятия или организации. При отсутствии таких данных ее можно определить аналитическими методами, с учетом требований СНиП, наружного и внутреннего объема здания, удельной вентиляционной характеристики и температуры воздуха внутри и вне здания.

Основными характеристиками, которые должны определяться при обследовании систем вентиляции, являются: фактические коэффициенты загрузки, время работы установок в течение суток, температура воздуха внутри помещения и средняя температура наружного воздуха, кратность воздухообмена [12].

При обследовании систем вентиляции следует иметь в виду [32]:

- замена вентиляторов старых типов, имеющих низкий КПД (50—63 %), на современные с КПД 80—86 % дает экономию электроэнергии до 20 : 30 % [32];
- внедрение экономичных способов регулирования производительности вентиляторов (применение многоскоростных двигателей или частотного привода) дает экономию электроэнергии до 20÷30 % [32];
- регулирование производительности воздухоудовк шиберами на всосе вместо регулирования на нагнетании дает экономию электроэнергии до 15 % [32];
- регулирование вытяжной вентиляции шиберами на рабочем месте вместо регулирования на нагнетании дает экономию электроэнергии до 10 % [32];
- замена нерегулируемых приводов сетевых насосов, вентиляторов на регулируемый частотный привод дает экономию до 30÷50 %;
- установка блокировки индивидуальных вытяжных систем на включение только при включении источника выбросов дает экономию энергоресурсов до 25 : 70 % [32];
- автоматическое регулирование температуры приточных камер в зависимости от температуры наружного воздуха экономит до 10÷15 % тепловой энергии;
- внедрение графиков работы вентиляционных систем с отключением в обеденный перерыв, после окончания работы дает экономию до 20 %;
- внедрение высокоэкономичных радиальных вентиляторов с загнутыми вперед лопатками повышает КПД установки на 10 : 12 %.

При проведении энергоаудита систем кондиционирования воздуха из проекта здания определяются параметры всех элементов систем кондиционирования и их расчетные характеристики. Для определения фактических режимов работы и соответствия выбранной системы кондиционирования характеристикам помещения производятся замеры [12]: размеров помещений, температуры воздуха, относительной влажности воздуха, скорости воздуха (м/с), температуры подаваемого летом и зимой воздуха, температуры наружного воздуха, воздухообмена, инфильтрации воздуха. Необходимо также уточнение годового режима работы систем управления и измерения параметров воздуха.

4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ В СИСТЕМАХ ОТОПЛЕНИЯ, ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА

4.1. КЛАССИФИКАЦИЯ МЕР ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ

Мероприятия по энергосбережению в системах отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха условно можно разделить на четыре группы [22]:

- I. Организация учета и контроля за использованием энергоносителей;
- II. Объемно-планировочные, конструктивно-строительные меры по энергосбережению;
- III. Технические меры энергосбережения: совершенствование систем и их элементов;
- IV. Энергосбережение путем утилизации природных теплоты и холода, использования вторичных энергоресурсов, уменьшения тепловых потерь.

Организация приборного учета тепловой энергии и расхода теплоносителя относится к организационным мерам и позволяет выявить фактическое потребление тепловой энергии, которое в общем случае может отличаться от проектной тепловой нагрузки зданий и сооружений. Это отличие по данным, полученным в результате эксплуатации систем теплоснабжения, оборудованных узлами учета теплопотребления, может составлять до 30 % от плановых (проектных) показателей. Превышение планового теплопотребления, как правило, связано с ухудшенными характеристиками ограждающих конструкций. Организация учета и контроля должна стимулировать внедрение энергосберегающих мероприятий, объединенных в группы III–IV.

Объемно-планировочные, конструктивно-строительные меры по энергосбережению связаны с уменьшением тепловых потерь и теплопоступлений. Конкретная их реализация может быть связана:

- с выбором ориентации здания относительно сторон света;
- с выбором формы здания в плане и по вертикали, применением солнцезащитных устройств;
- с уменьшением затрат энергии на искусственное освещение;
- с выбором степени и характера остекления.

Вторая составляющая мер по энергосбережению из этой группы связана с уменьшением расхода инфильтрующегося воздуха (герметизация проемов и стыков). В целом эти мероприятия предусматриваются на стадии проектирования зданий.

Энергосбережение посредством совершенствования систем и их элементов. К этой группе мероприятий по энергосбережению можно отнести, например:

- уточнение расчетных условий (выбор расчетных температур наружного и внутреннего воздуха, правильный выбор необходимого количества свежего воздуха);
- уменьшение инфильтрации (создание подпора, воздушных завес и т. д.);
- снижение потерь (изоляция трубопроводов и воздухопроводов, уменьшение коэффициентов гидравлических и аэродинамических потерь, исключение утечек теплоносителя, повышение КПД оборудования);
- использование предварительного нагрева и охлаждения теплоносителей;
- комбинирование систем между собой (например, центральная и автономная системы кондиционирования воздуха) и с другими системами (например, комбинирование СКВ и системы отопления);
- автоматизацию процессов теплоснабжения и подготовки воздуха;
- качественное и количественное регулирование.

Энергосбережение утилизацией природных теплоты и холода, за счет использования вторичных энергоресурсов. Эти меры включают в себя:

- пассивное и активное использование солнечной энергии;
- использование природной теплоты и холода (воды, наружного воздуха, грунта);
- использование внутренних источников теплоты и холода (теплоты и холода удаляемого воздуха, теплоты источников освещения, теплоты нагревательных приборов, теплоты сточных вод и т. д.);
- использование теплонасосных установок с целью повышения потенциала природных источников теплоты.

Среди мероприятий по энергосбережению можно выделить:

- долгосрочные, требующие значительных капитальных вложений, со сроком окупаемости более 5 лет;
- среднесрочные мероприятия со сроком окупаемости от 2 до 5 лет;
- первоочередные мероприятия со сроком окупаемости до 2 лет.

К долгосрочным мероприятиям относятся, например, следующие:

- прокладка новых или капитальный ремонт существующих тепловых сетей с использованием труб с пенополиуретановой и другой теплоизоляцией, обеспечивающей снижение тепловых потерь в 2–3 раза;
- утепление наружных стеновых ограждений зданий с использованием жестких плит, гибких матов и других материалов, замена оконных блоков и др.

Среднесрочные мероприятия в части экономии топлива на котельных включают:

- внедрение оптимальных графиков регулирования расхода и температуры теплоносителя с использованием средств автоматизации и контроля;
- замену наиболее изношенных участков тепловых сетей, находящихся в аварийном состоянии, на трубы с заводской теплоизоляцией на основе пенополиуретана;
- уплотнение оконных и дверных проемов.

Первоочередные мероприятия характеризуются малым сроком внедрения и небольшим сроком окупаемости — до 2 лет. Это могут быть, например, организационные мероприятия, позволяющие заинтересовать потребителей тепловой энергии в экономии топлива, технические мероприятия по обеспечению требуемого качества сетевой воды и другие мероприятия.

4.2. ОБЪЕМНО-ПЛАНИРОВОЧНЫЕ И СТРОИТЕЛЬНО-КОНСТРУКТИВНЫЕ МЕРЫ

На рис. 4.4.1 представлена схема [18], дополняющая выше приведенную классификацию мер по энергосбережению, входящих в эту группу.

Выбор архитектурно-планировочных и теплозащитных параметров здания ведется при его проектировании.

Форма здания влияет на величину тепловых потерь. Наиболее выгодной является форма, при которой отношение площади наружной поверхности к объему минимально. Такими являются здания в форме куба.

Важной является высота здания. При сохранении объема здания увеличение его высоты в 4 раза (на-

пример, с 15 до 60 м) приводит к двукратному увеличению годового расхода тепла на отопление.

Параметром, отражающим качественный уровень объемно-планировочного решения с точки зрения энергетических затрат, служит отношение общей площади поверхности наружных ограждающих конструкций к отапливаемому объему здания. Размерность этого геометрического параметра м^{-1} . Нормативный показатель не должен превышать значения $0,25 \text{ м}^{-1}$ для зданий с 16 этажами и более и $1,1 \text{ м}^{-1}$ — для одноэтажных домов.

На величину энергопотребления здания также влияет его ориентация (для зданий с вытянутыми фасадами). Ориентированные на южную половину горизонта фасады получают достаточно большие поступления солнечной радиации, которые особенно ощутимы в начале и в конце отопительного периода.

Важным фактором энергопотребления здания является уровень теплозащиты здания, который определяется коэффициентами теплопередачи наружных ограждений и степенью остекления фасадов. Теплозащитные свойства окон значительно ниже, чем у стен, поэтому увеличение площади окон приводит к увеличению расхода энергии на отопление. При пофасадном и индивидуальном регулировании увеличение степени остекления позволяет снизить расход тепла за счет увеличенного теплопритока от солнечной радиации, однако такой эффект ощутим лишь в южных регионах. Увеличенная площадь окна снижает расход электроэнергии на искусственное освещение. В то же время увеличение площади остекления приводит к резкому увеличению тепловой нагрузки на системы вентиляции и кондиционирования воздуха в теплое время года.

Задача выбора теплозащиты стен и перекрытий — технико-экономическая. Усиление теплозащиты стен достигается увеличением толщины теплоизоляционного слоя в ее конструкции (для современных многослойных конструкций) или самой конструкции (для однослойных). При увеличении толщины стены возрастает ее стоимость, но сокращается тепловая нагрузка на систему отопления и стоимость потребления тепловой энергии. Расчеты для условий Москвы показывают, что экономически целесообразным является двойное остекление в раздельных переплетах, а коэффициент теплопередачи для стен в зависимости от ориентации фасада должен изменяться от $1 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ для южного фасада до $0,85 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ для северного.

Показателем, характеризующим теплозащитные свойства ограждающих конструкций, служит приведенное сопротивление теплопередаче через ограждения. Требования по приведенному сопротивлению теплопередаче через ограждения определяются СНиП II-3-79* «Строительная теплотехника» (действовал до октября 2003 г.) и действующим СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий». Аналогичные требования приведены в нормах МСГН 2.01.-99 «Энергосбережение



Рис. 4.4.1. Объемно-планировочные и строительно-конструктивные меры по энергосбережению в системах создания искусственного климата зданий

в зданиях», введенных в действие Постановлением Правительства Москвы № 138 от 23 февраля 1999 г. В СНиП II-3-79 и СНиП 23-02-2003 введен двухуровневый принцип нормирования теплозащитных качеств наружных стен. Первый уровень — из условий обеспечения санитарно-гигиенической безопасности, явля-

ющийся обязательным, ниже этого уровня теплозащиту стен принимать запрещается. Второй — из экономических условий, т. е. из условий энергосбережения. Уровень теплоизоляции наружных стен в СНиП II-3-79*, СНиП 23-02-2003 и ТСН из условий энергосбережения установлен тоже как обязательный для исполнения.

Совмещение функций ограждений и элементов систем создания микроклимата достигается, например, включением водяных емкостей (теплоаккумуляторов) или вентиляцией межстекольного пространства окон. Эффективным способом снижения тепловой нагрузки в системах отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха в промышленных и общественных зданиях служит удаление вытяжного воздуха через межстекольное пространство окон. Этот способ особенно хорош в помещениях, в которых не допускается рециркуляция внутреннего воздуха. Экономия энергии в холодное время года (на отопление) достигается за счет утилизации теплоты вытяжного воздуха в межстекольном пространстве. Вентилирование окна позволяет значительно повысить температуру поверхности остекления, что улучшает гигиенические условия в помещении в холодное время года.

В теплое время года при ventilировании межстекольного пространства из него удаляется поглощенное тепло солнечной радиации, проникающей через стекла. При этом снижаются теплоступление от солнечной радиации и тепловая нагрузка на системы вентиляции и кондиционирования воздуха.

Снижения тепловой нагрузки на системы вентиляции и кондиционирования воздуха можно достичь использованием ночного проветривания помещений. Такой способ энергосбережения основан на охлаждении помещений наружным воздухом с пониженной температурой и особенно эффективен в местности со значительным суточным ходом температуры наружного воздуха. При ночном проветривании система вентиляции работает ночью, когда в помещении отсутствуют люди. При этом имеет место дополнительный расход электроэнергии на перемещение воздуха в системах вентиляции и кондиционирования воздуха. Ночное проветривание позволяет удалять из помещения тепло, аккумулированное за день ограждениями и оборудованием помещения, и аккумулировать в них холод. За счет этого мероприятия удастся значительно понизить тепловую нагрузку на систему в дневные и особенно в утренние часы, а также сократить воздухообмен или расход искусственного холода в СКВ. Эффективность ночного проветривания помещений возрастает, если использовать пустотные междуэтажные перекрытия в качестве воздухопроводов. В этом случае перекрытие играет роль аккумулятора ночного холода и позволяет дополнительно понизить температуру приточного воздуха в СКВ в дневные часы.

Междуэтажные перекрытия или каналы в стенах могут использоваться в холодное время в качестве аккумуляторов тепла системы отопления. В случае, когда теплый воздух проходит через каналы в ограждениях, а затем попадает в помещение, говорят о панельно-воздушной комбинированной системе отопления. Такая система обеспечивает хороший гигиениче-

ский эффект и позволяет экономить тепло. Применять тепловую аккумуляцию ограждений возможно в этом случае при использовании прерывистого отопления, которое возможно во многих помещениях.

Пути уменьшения теплопотерь через остекление:

- применение теплоотражающего остекления (покрытие металлическими или полимерными пленками). Коэффициент теплопередачи таких стекол равен $0,2 : 0,6 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$;
- устройство двойных и тройных вентиляруемых окон с межрамными жалюзи.

Вытяжной воздух из помещения проходит за обращенными к помещению стеклами и далее через вентиляруемые светильники или теплоутилизационные устройства выбрасывается в окружающую среду. В холодный период года вентиляруемые окна представляют собой своеобразный утилизатор теплоты удаляемого воздуха. Температура внутреннего стекла повышается, теплопотери снижаются. Коэффициент теплопередачи для тройного вентиляруемого остекления не превышает $0,86 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$, а с межрамными жалюзи — $0,6$.

График падения коэффициента теплопередачи K ($\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$) тройного вентиляруемого окна от безразмерного расхода воздуха S (см. рис. 4.4.2).

На графике: $S = C_p \cdot G \rho / k_o$, $G = \text{м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ — расход вентиляруемого воздуха; ρ — плотность воздуха, $\text{кг}/\text{м}^3$; C_p — теплоемкость воздуха, $\text{Дж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$; k_o — коэффициент теплопередачи окна при отсутствии вентиляции, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$. Коэффициент теплопередачи вентиляруемого окна будет:

$$k = k_o - \Delta k_{\text{вент}},$$

где: $\Delta k_{\text{вент}} = \Delta K \cdot C_p \cdot G \rho$ (ΔK находится по графику на рис. 4.4.2).

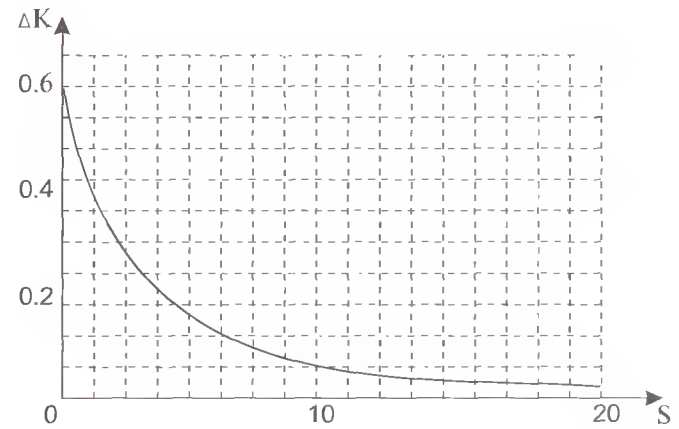


Рис. 4.4.2. Зависимость коэффициента теплопередачи тройного вентиляруемого окна от параметра S (безразмерного расхода вентиляруемого воздуха)

4.3. ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ И ИХ ЭЛЕМЕНТОВ

Основные направления по совершенствованию систем и их элементов представлены на рис. 4.4.3.

4.4. УТИЛИЗАЦИЯ ПРИРОДНОЙ И ОТХОДЯЩЕЙ ТЕПЛОТЫ

Утилизация отходящей теплоты. Способы утилизации теплоты отработанного воздуха в системах вентиляции и кондиционирования изложены в 4.4.2.

Использование теплоты солнечной радиации. Прямое использование солнечной радиации сулит существенные выгоды. Солнечная радиация обладает экологической чистотой, доступностью. Однако прямое использование тепла солнца затруднено из-за относительной сложности поглощения и трансформации, а также из-за несовпадения во времени прихода и потребления энергии.

Все гелиоиспользующие установки подразделяются на пассивные и активные. Первые, наиболее простые и дешевые, позволяют использовать солнечное тепло за счет архитектурно-планировочных мер. В качестве примера можно привести так называемую стену Тромба, позволяющую улавливать и аккумулировать тепло солнечной радиации в обычной наружной стене здания, имеющей дополнительный слой остекления.

Активные системы имеют разного рода гелиоприемники, в которых нагревается теплоноситель. Такие системы подразделяются на воздушные и водяные по виду теплоносителя, получающего тепло. Вода является удобным теплоносителем, однако имеет существенный недостаток — замерзает. В местностях с низкой температурой наружного воздуха используются системы со спиртовыми растворами в качестве теплоносителя. Воздух в этом отношении обладает преимуществом, однако он имеет малую удельную теплоемкость, что требует увеличенных габаритов установки.

Основным элементом системы является гелиоприемник. Различают несколько видов этих теплообменников. Концентрирующие гелиоприемники состоят из сферических или цилиндрических поверхностей, в фокус которых помещается нагреваемый элемент. Такие приемники могут обеспечивать нагрев теплоносителя до 100 °С. Они эффективно работают только при прямом облучении и требуют периодической очистки.

Наибольшее распространение получили плоские гелиоприемники, или солнечные коллекторы, состоящие из стеклянного или пластикового покрытия (оди-

нарного, двойного, тройного), тепловоспринимающей панели и тепловой изоляции обратной стороны панели. Под действием солнечных лучей поверхность нагревается до 70–80 °С. Для увеличения эффективности поверхностей их покрывают специальными пленками или вакуумируют объем над поверхностью. Более простые устройства для поглощения солнечной радиации называются солнечными абсорберами. Эти теплообменники не имеют защитного остекления, в связи с чем нет надобности в корпусе, герметизации, очистке стекла. В отличие от солнечных коллекторов абсорберы могут работать лишь в сочетании с тепловым насосом.

Системы гелиоснабжения бывают индивидуальными и централизованными. Для выравнивания несоответствия поступления и потребления тепла они оборудуются аккумуляторами. Последние, в свою очередь, в зависимости от назначения, могут быть суточными и сезонными.

Тепловые насосы. Гелиоиспользующие установки, утилизаторы низкопотенциального тепла включают в свой контур теплонасосные установки (ТНУ). Значительные экономические и экологические преимущества ТНУ делают их перспективными в области теплоснабжения.

Энергетическая эффективность ТНУ оценивается коэффициентом преобразования, равным отношению полученной теплоты в конденсаторе к тепловому эквиваленту затраченной на привод компрессора электроэнергии. Обычно этот коэффициент равен $3 \div 4$, т. е. на единицу мощности привода извлекаются $3 \div 4$ единицы тепловой мощности низкопотенциального тепла.

Принцип действия и теоретические основы энергосбережения при применении ТНУ более подробно изложены в 4.4.1.

4.4.1 Принцип действия и теоретические основы энергосбережения при применении ТНУ

Тепловой насос представляет собой устройство, позволяющее передать теплоту от более холодного тела к более нагретому за счет использования дополнительной энергии (чаще всего — механической). Применение тепловых насосов — один из важных путей утилизации теплоты вторичных энергетических ресурсов.

Известно, что теплота низкого потенциала является продуктом технической деятельности человека, причем чем ниже ее температурный уровень, тем больше этой теплоты безвозвратно теряется, рассеиваясь в окружающей среде. Примером носителей такой теплоты может служить нагретый воздух, уходящий в атмосферу из систем вентиляции и кондиционирования, или теплые бытовые и промышленные сточные воды,

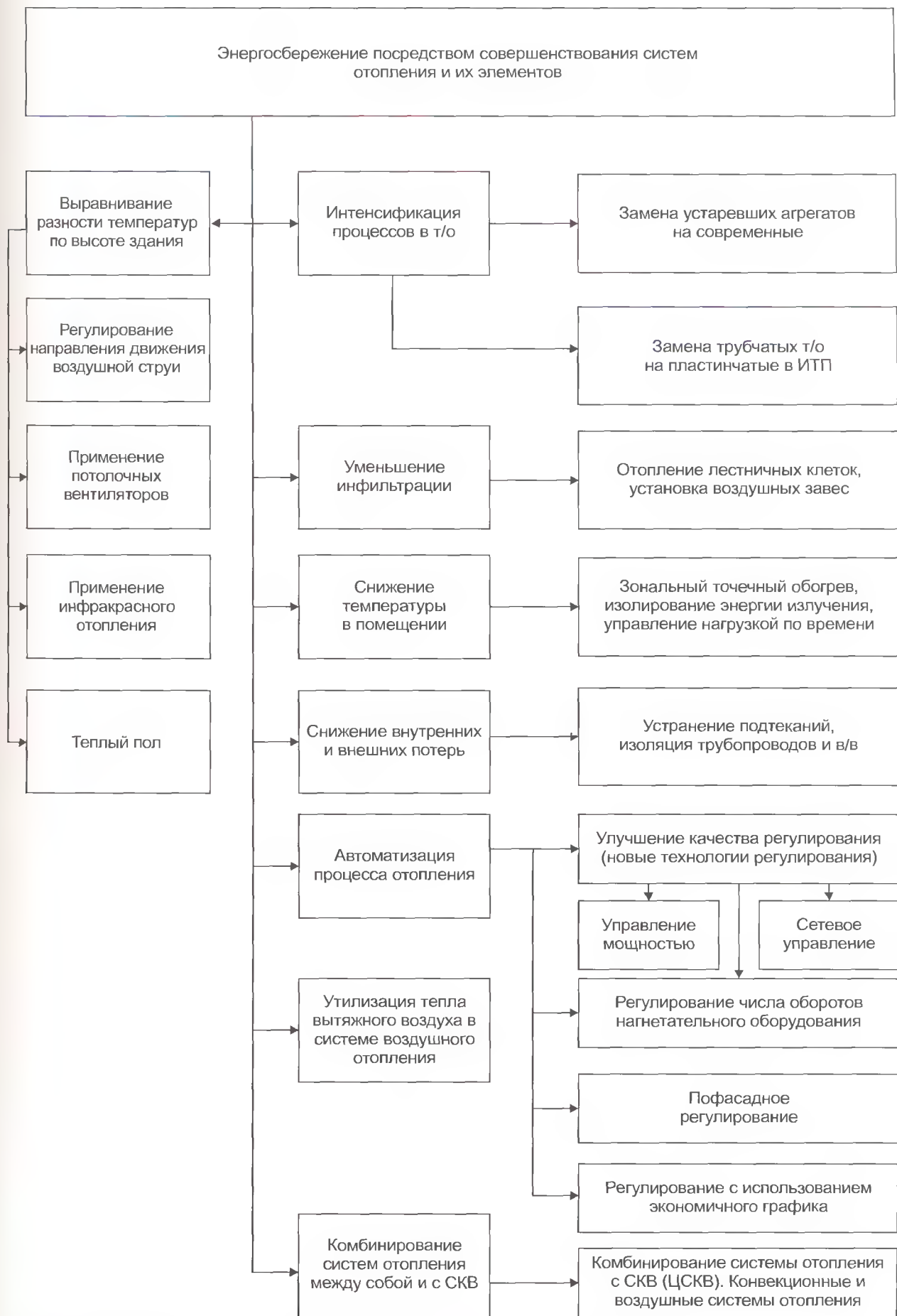


Рис. 4.4.3. Энергосбережение при совершенствовании систем и элементов систем отопления

имеющие температуру примерно $20\text{--}40^\circ\text{C}$. Очень часто единственным экономически оправданным способом утилизации теплоты таких вторичных энергетических ресурсов является применение тепловых насосов. Тепловые насосы могут использовать не только теплоту, выработанную в различных технических устройствах, но и теплоту природных источников — воздуха, воды естественных водоемов, грунта.

Главное применение тепловых насосов в настоящее время — нагрев теплоносителя для систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий. Однако их можно использовать и для технологических целей.

Тепловые насосы различаются прежде всего способом, который применяется для преобразования теплоты. Поскольку тепловые насосы и холодильные установки имеют одинаковый принцип действия, то типы тепловых насосов совпадают с типами холодильных установок. Применяют парокомпрессионные, газохладационные, сорбционные, парожеткторные, термоэлектрические тепловые насосы.

Другой важный вид классификации тепловых насосов — тип источника энергии, который используется для преобразования теплоты. Это могут быть электродвигатель, газовая турбина, двигатели внутреннего сгорания, механическая энергия струи пара и т. д. Часто тепловые насосы разделяют по виду рабочего агента (фреоновые, аммиачные, воздушные и др.) и типу теплоносителей, отдающих и воспринимающих теплоту (воздух — воздух, вода — воздух, вода — вода и т. д.).

Наибольшее распространение в настоящее время получили парокомпрессионные тепловые насосы, использующие в качестве рабочего агента один из фреонов или их смесь. Их так много, что в литературе, если нет специальных оговорок, под словом «тепловой насос» чаще всего имеют в виду именно парокомпрессионный тепловой насос.

Так же, как и холодильные машины, тепловые насосы относят к трансформаторам тепла. Принципиального различия в работе и в конструкции между ними не существует. Различаются лишь назначение и температурный уровень получаемой теплоты. Цель холодильной машины — получение теплоты с температурой ниже уровня температуры окружающей среды, т. е. производство холода. Холод в парокомпрессионной холодильной установке получается в виде охлажденного теплоносителя (рассолы, антифризы, воздух, вода), выходящего из испарителя. Цель теплового насоса — получение теплоты, которая в случае парокомпрессионного теплового насоса получается в виде нагретого теплоносителя (воды, воздуха), выходящего из конденсатора.

Принцип действия парокомпрессионного теплового насоса может быть проиллюстрирован с помощью рис. 4.4.4, на котором изображены его схема и тер-

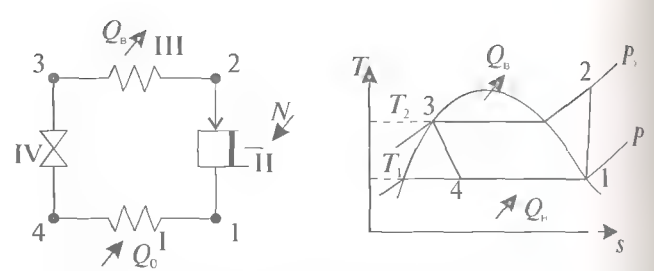


Рис. 4.4.4. Схема парокомпрессионного теплового насоса и его цикл в T - s -диаграмме

I — испаритель; II — компрессор; III — конденсатор; IV — дроссель

модинамический цикл в диаграмме T - s («температура-энтропия») [22]. Тепловой насос действует за счет подведенной в компрессоре механической работы. Привод компрессора может осуществляться от электрического или теплового двигателя. В компрессоре (процесс 1–2) повышается давление рабочего вещества, находящегося в парообразном состоянии, от давления P_1 до давления P_2 . Затем в конденсаторе (процесс 2–3) при постоянном давлении происходит конденсация рабочего вещества. Получаемое при конденсации тепло передается потребителю при температуре T_2 , например, нагревая воду, направляемую в систему отопления. В дросселе происходит расширение рабочего вещества до давления P_1 с его частичным испарением (процесс 3–4). Далее рабочее вещество полностью превращается в пар при температуре T_1 в испарителе, где отбирается теплота от ее источника, например, от нагретого вентиляционного воздуха или продуктов сгорания.

Основными характеристиками теплового насоса являются коэффициент преобразования (трансформации) тепла, термодинамический КПД, удельная стоимость, т. е. стоимость, отнесенная к теплопроизводительности теплового насоса.

Коэффициент преобразования тепла представляет собой отношение получаемой тепловой мощности к затрачиваемой мощности на привод компрессора. Он выше единицы и существенно зависит от температуры холодного источника теплоты T_1 и температуры получаемого горячего теплоносителя T_2 . В результате работы теплового насоса мы можем получить примерно в 2–8 раз больше теплоты, чем в случае непосредственного подогрева теплоносителя в электрокалорифере:

$$\varepsilon_T = \frac{Q_b}{N} = \frac{T_2}{T_2 - T_1}.$$

Для людей, не знакомых с работой тепловых насосов, это обстоятельство кажется нарушением первого закона термодинамики. На самом деле это не так. В данном случае мы лишь трансформируем теплоту

более низкого потенциала в теплоту более высокого потенциала, т. е. другого температурного уровня. Коэффициент преобразования тепла не является коэффициентом полезного действия теплонасосной установки. Известно, что качество вида энергии зависит от его способности превращаться в другой вид энергии. Если механическая работа в идеальном процессе может быть полностью превращена в другой вид энергии, то теплота даже в идеальном процессе лишь частично превращается в механическую работу. Степень превращения теплоты в работу характеризуется работоспособностью или эксергией потока теплоты и существенно зависит от температурного уровня потока теплоты, а также от температуры окружающей среды.

Термодинамическое совершенство теплового насоса определяется его эксергетическим КПД. Он может быть вычислен следующим образом:

$$\eta_{\text{ex}} = \frac{Q_{\text{в}} \cdot w}{N}.$$

Здесь w — температурная функция, или коэффициент работоспособности теплоты, определяемая как

$$w = \frac{T_2 - T_{\text{oc}}}{T_2}.$$

Как видно, эксергетический КПД теплонасосной установки всегда меньше единицы.

Удельная стоимость тепловых насосов, выпускаемых в России по данным [32] для мощностей от 100 до 10 000 кВт, составляет 6000–7000 руб. за киловатт установленной тепловой мощности (включая монтаж). Стоимость тепловых насосов, выпускаемых зарубежными фирмами, несколько выше. Следует ожидать, что с увеличением числа отечественных производителей удельная стоимость тепловых насосов будет понижаться.

Характеристики теплового насоса во многом зависят от применяемого рабочего вещества. В этом качестве чаще всего применяются различные фреоны (хладоны) — галогенопроизводные предельных углеводородов. Используются такие фреоны, как R-22, R134a, R-407C, а также озонобезопасный фреон R-142B. Применение фреона R-22 разрешено Монреальской конвенцией лишь до 2005 г. Характеристики фреонов во многом определяют коэффициент преобразования тепла и, следовательно, экономичность теплового насоса.

В промышленности и в жилищно-коммунальном хозяйстве как источник теплоты для работы тепловых насосов могут быть использованы следующие виды тепловых вторичных энергетических ресурсов [22]:

ратов химической технологии. Часто эта вода используется повторно и направляется на охлаждение в градирни и аппараты воздушного охлаждения (АВО);

- теплота сточных вод различных промышленных предприятий и предприятий жилищно-коммунального хозяйства (бани, прачечные, бассейны);
- теплота продуктов сгорания в котельных установках и промышленных печах, а также печах по сжиганию твердых и жидких отходов;
- теплота продуктов сгорания в газотурбинных установках и дизельных двигателях;
- теплота водяных паров низкого давления, выбрасываемых в атмосферу (выпар);
- теплота отработанного сушильного агента в сушильных установках;
- теплота горячих растворов в выпарных и ректификационных установках;
- теплота масла, используемого в турбинах электростанций и в электрических трансформаторах;
- теплота воздуха, уходящего из систем вентиляции и кондиционирования воздуха жилых, общественных и промышленных зданий;
- теплота вытяжного воздуха станций метрополитена и воздуха каналов метро.

Для работы тепловых насосов могут быть использованы также следующие природные источники теплоты:

- теплота наружного воздуха (при положительных температурах);
- вода естественных и искусственных водоемов (рек, озер, морей);
- тепло геотермальных источников;
- теплота грунта, которую получают при помощи специальных трубчатых теплообменников;
- теплота подземных вод;
- тепло, получаемое в результате использования солнечной энергии.

Низкопотенциальную теплоту вторичных энергетических ресурсов можно использовать напрямую с помощью теплообменных аппаратов, например, для подогрева приточного вентиляционного воздуха, предварительного подогрева воздуха, направляемого в топочные устройства, подогрева сушильного агента в установках для сушки материалов и т. д., однако далеко не всегда это осуществимо на практике.

На рис. 4.4.5 [22] представлено использование теплового насоса для утилизации тепла вентиляционных выбросов промышленного предприятия. Наличие вредных веществ, паров жидкостей или твердых частиц в вентиляционных выбросах делают невозможным применение рециркуляции вытяжного воздуха. Использование теплового насоса в такой схеме позволяет отказаться от традиционного в таких случаях

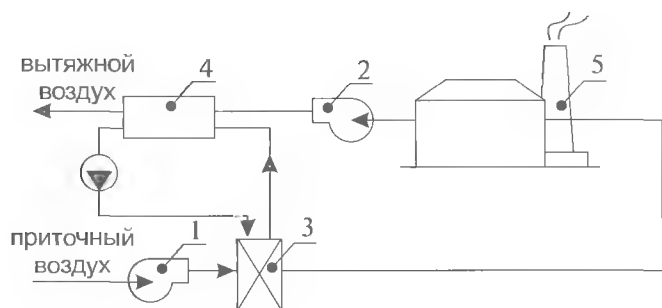


Рис. 4.4.5. Применение теплового насоса для подогрева приточного воздуха в системе вентиляции
1, 2 — вентиляторы; 3 — подогреватель воздуха; 4 — тепловой насос; 5 — промышленное здание

использования теплообменников-утилизаторов. Вырабатываемой насосом теплоты обычно оказывается достаточно для подогрева воды, обеспечивающей работу калориферов, нагревающих приточный воздух.

Утилизация теплоты вентиляционных выбросов

Остановимся подробнее на некоторых из мероприятий, связанных с утилизацией теплоты вторичных энергоресурсов. Применительно к системам вентиляции и кондиционирования воздуха рассмотрим способы утилизации теплоты вентиляционных выбросов.

Утилизация теплоты вентиляционных выбросов может осуществляться следующими способами:

- рециркуляцией части вытяжного воздуха;
- применением рекуперативных теплообменников-утилизаторов;
- применением регенеративных теплообменников-утилизаторов;

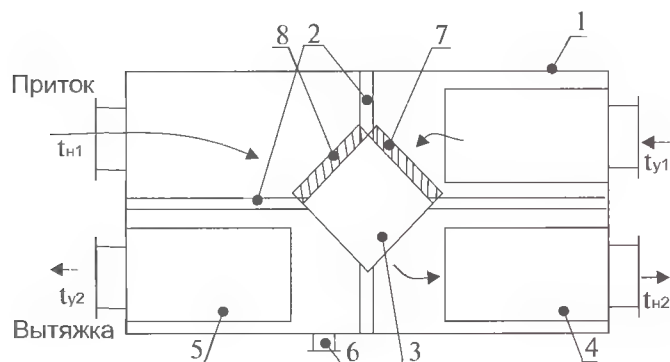


Рис. 4.4.6. Блок приточно-вытяжной вентиляции с пластинчатым теплообменником-утилизатором
1 — корпус; 2 — перегородка; 3 — теплообменник-утилизатор; 4 — приточный вентилятор; 5 — вытяжной вентилятор; 6 — дренаж конденсата; 7-8 — фильтры

- применением двух рекуперативных теплообменников, использующих промежуточный теплоноситель;
- применением теплопередающих труб.

Принципиальные схемы применения рекуперативных теплообменников-утилизаторов теплоты вытяжного воздуха в системах вентиляции и кондиционирования воздуха показаны на рис. 4.4.6 и 4.4.7.

Схемы применения регенеративных теплообменников роторного типа в указанных системах иллюстрируются на рис. 4.4.8-4.4.10. Эти теплообменники сложнее в эксплуатации и требуют дополнительных затрат энергии на привод электродвигателя вращения ротора. Кроме того, до 2 % удаляемого воздуха может подмешиваться к воздуху приточному, что связано с конструктивными особенностями теплообменников этого типа. Регенеративный теплообменник с вращающейся насадкой (см. рис. 4.4.10) представляет собой плоский корпус с теплоаккумулирующей насадкой, состоящей из пакетов листов или сеток. В теплообменниках с конденсацией влаги насадка заполняется тонкими листами из асбеста, картона и других материалов, обработанных раствором хлористого натрия. Насадка вращается. Теплота удаляемого воздуха нагревает часть насадки, находящуюся в потоке вытяжного воздуха, в то же время другая ее часть, находящаяся в потоке приточного воздуха, охлаждается. Процесс периодически повторяется по мере вращения насадки.

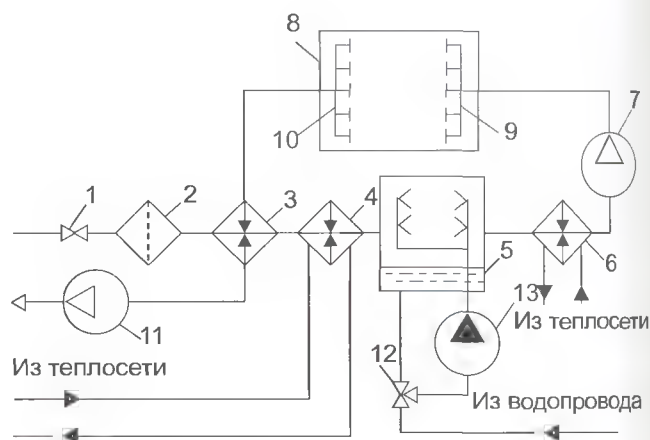


Рис. 4.4.7. Принципиальная схема системы кондиционирования воздуха с утилизацией теплоты вентиляционных выбросов в рекуперативном теплообменнике

1 — приточный клапан; 2 — воздушный фильтр; 3 — рекуперативный теплообменник-утилизатор; 4 — калорифер первой ступени подогрева воздуха; 5 — камера орошения; 6 — калорифер второй ступени подогрева воздуха; 7 — приточный вентилятор; 8 — обслуживаемое помещение; 9 — система приточных воздуховодов; 10 — система вытяжных воздуховодов; 11 — вытяжной вентилятор; 12 — трехходовой кран; 13 — циркуляционный насос

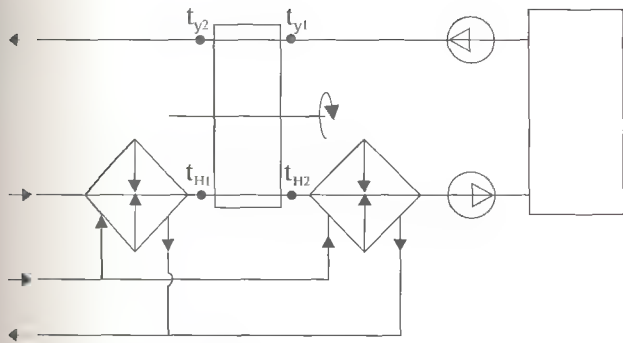


Рис. 4.4.8. Принципиальная схема приточно-вытяжной вентиляции с регенеративным теплообменником-утилизатором роторного типа

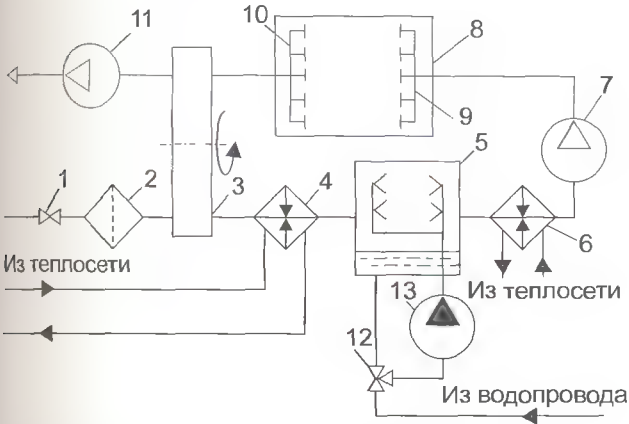


Рис. 4.4.9. Принципиальная схема системы кондиционирования воздуха с утилизацией теплоты вентиляционных выбросов в регенеративном теплообменнике роторного типа
1 — приточный клапан; 2 — воздушный фильтр; 3 — регенеративный теплообменник роторного типа; 4 — калорифер первой ступени подогрева воздуха; 5 — камера орошения; 6 — калорифер второй ступени подогрева воздуха; 7 — приточный вентилятор; 8 — обслуживаемое помещение; 9 — система приточных воздуховодов; 10 — система вытяжных воздуховодов; 11 — вытяжной вентилятор; 12 — трехходовой клапан; 13 — циркуляционный насос

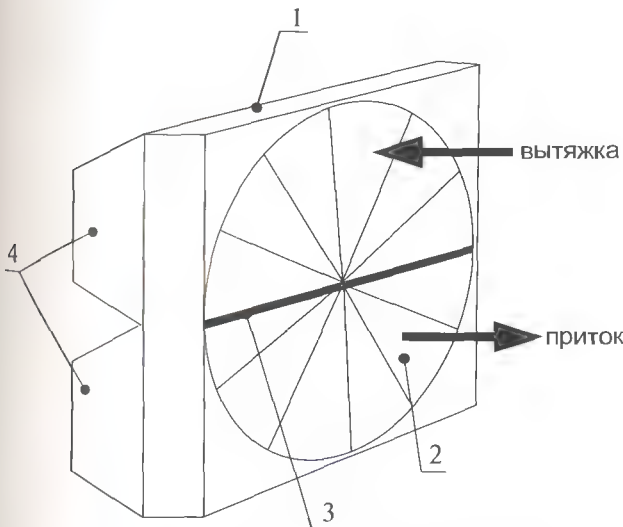


Рис. 4.4.10. Схема регенеративного теплообменника с вращающейся насадкой
1 — корпус; 2 — вращающийся ротор; 3 — перегородка; 4 — патрубки

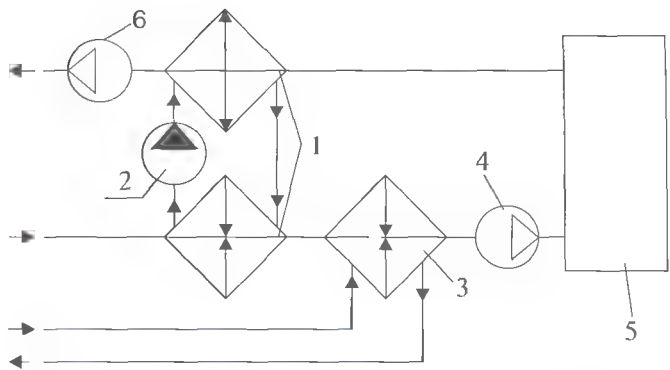


Рис. 4.1.11. Схема утилизации теплоты вытяжного воздуха с использованием двух теплообменников и промежуточного контура
1 — теплообменник; 2 — циркуляционный насос; 3 — калорифер; 4 — приточный вентилятор; 5 — обслуживаемое помещение; 6 — вытяжной вентилятор

Схема системы вентиляции, в которой применяются два теплообменника, связанных промежуточным контуром с циркулирующим теплоносителем, приведена на рис. 4.4.11. Такое техническое решение принимается, если приточный и вытяжной воздуховоды невозможно по ряду причин совместить в одном месте.

4.5. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Управление мощностью систем позволяет повысить их энергетическую эффективность. В рассматриваемых системах существует большое число способов регулирования, обеспечивающих снижение расхода энергии. Здесь представлены лишь некоторые способы, показательные с точки зрения энергосберегающей технологии.

Снижение температуры воздуха в нерабочее время. В холодное время года может быть допущено снижение тепловой мощности систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха с понижением температуры воздуха в нерабочее время до допустимого предела. В промышленных и общественных зданиях эта температура равна +12 °С. Особенно целесообразно снижение тепловой мощности дежурной системы отопления в помещениях, в которых допускается существенное снижение температуры воздуха. Теплопоступления от системы отопления в конечном итоге входят как одна из составляющих в тепловую нагрузку на СВ или СКВ. Снижение нагрузки на СВ или СКВ позволяет в холодное время года сократить воздухообмен до минимального по санитарной норме, что, в свою очередь, дает ощутимую экономию энергии.

Снижение суммарного числа часов работы систем. Сокращения суммарной продолжительности работы систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха за сутки можно достичь периодическим

включением и выключением этих систем. При этом возникают колебания температуры и других параметров внутреннего воздуха. Нормируемые ограничения на колебания параметров определяют условия периодического включения систем. Возможны такие ситуации, когда периодическое выключение систем недопустимо и они должны работать постоянно.

Под периодическим отоплением понимается работа системы отопления в дневные часы и перерыв в нерабочее время. С понижением температуры наружного воздуха периодическое отопление возможно до тех пор, пока значение температуры воздуха в нерабочее время выше допустимого. Охлаждение помещения в нерабочее время зависит от теплозащиты помещения, поэтому указанное мероприятие предпочтительно в хорошо утепленных зданиях. В связи с тем, что в нерабочее время охлаждаются и ограждения, и оборудование, для их разогрева к моменту начала эксплуатации требуется предварительный нагрев за счет работы системы в форсированном режиме.

Использование периодического отопления в зрительных залах кинотеатров, в которых возможно понижение температуры внутреннего воздуха в нерабочее время до $+8\text{ }^{\circ}\text{C}$, дает экономию тепла до 7 % (при повышенной теплозащите помещений).

Принцип действия периодической вентиляции основан на том, что при вентилировании помещения свежим воздухом концентрация вредности (например, углекислого газа в общественном помещении) убывает быстро (по экспоненциальному закону), а при бездействии вентиляции повышение концентрации вредности в воздухе помещения протекает медленнее (по линейному закону). На этом же принципе основан традиционный и эффективный метод периодического проветривания помещений.

Режим работы системы вентиляции в общественных зданиях определяется накоплением в воздухе выделяемой людьми углекислоты, поэтому эффективность периодической вентиляции зависит от интенсивности выделения углекислоты (количества людей в помещении) и объема помещения. Скорость проветривания определяется кратностью вентиляции. Во всех случаях требуемая продолжительность проветривания равна в часах кратности воздухообмена, поделенной на 3. То есть при кратности воздухообмена, равной 3, требуется 1 час, чтобы проветрить помещение. Частота включения вентиляции не зависит от кратности и целиком определяется объемом помещения. Поэтому эффективность периодической вентиляции особенно велика в помещениях большого объема при переменном заполнении помещений людьми. В промышленных зданиях периодическая вентиляция может эффективно использоваться при технологических процессах с переменным выделением вредных газов.

Так как при периодическом включении системы вентиляции имеет место колебание температуры и других параметров воздуха, то там, где такие колебания не допускаются, требуется синхронизация работы вентиляции и регулирования тепловой мощности отопления.

При круглогодичном использовании периодической вентиляции ее энергетическая эффективность возрастает. Работа системы вентиляции в режиме периодического включения может осуществляться вручную, с помощью таймера, или вестись полностью автоматически. Наиболее удобно автоматическое регулирование включения вести по сигналу датчика концентрации углекислого газа или другой газовой вредности.

Учет концентрации газовых вредностей. Снижения расхода энергии в системах вентиляции и кондиционирования воздуха можно достичь, обеспечивая их работу с переменным расходом воздуха. В помещениях общественных и промышленных зданий с тепло-влажностными избытками возможность уменьшения расхода в эксплуатационных условиях открывается в связи со снижением нагрузки на систему относительно расчетного значения. На снижение расхода имеются два ограничения. Первое ограничивает минимальное количество наружного воздуха по санитарной норме. Второе связано с ограничением температуры приточного воздуха по условиям воздухораспределения.

Описанные выше способы снижения нагрузки на системы вентиляции и кондиционирования воздуха позволяют преодолеть первое препятствие. Второе ограничение можно значительно отодвинуть, если ввести уменьшение расхода приточного воздуха на основе регистрации концентрации вредности в воздухе помещения. Применительно к общественным зданиям такой вредностью является избыток углекислоты, и расход наружного воздуха можно менять по мере заполнения помещения людьми. Автоматически такое изменение осуществляется по датчику концентрации углекислоты. Снижение расхода воздуха относительно расчетной величины возможно как в теплое, так и в холодное время года.

4.6. ТИПОВЫЕ МЕРЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В СИСТЕМАХ ОТОПЛЕНИЯ И ОЦЕНКИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ЭФФЕКТОВ

Некоторые из типовых мер по энергосбережению в системах отопления с экспертными оценками потенциала энергосбережения приведены в табл. 4.4.1 [13, 56–57]. При формировании таблицы использовались материалы [32–57].

Типовые мероприятия по энергосбережению в системах отопления с экспертными оценками потенциала энергосбережения

№	Содержание мероприятия	Оценка потенциала энергосбережения	Ссылка
1	Наличие учета расхода тепловой энергии. Установка квартирных теплосчетчиков	До 10–40 % тепловой энергии при установке квартирных теплосчетчиков. До 10 % ГВС в ЖКХ	[44]
2	Наличие систем автоматического регулирования температуры теплоносителя в зависимости от наружной температуры	Увеличение температуры воздуха в помещении сверх нормы увеличивает расход тепла на 4–6 %	[32]
3	Устранение капли с запорной арматуры, воды	Утечки за год составляют 10–35 м ³ /год	[32]
4	Перевод системы отопления на дежурный режим в нерабочее время, праздничные и выходные дни	Позволяет сэкономить 10–15 % от теплопотребления здания	[57]
5	Снижение температуры в жилых домах в ночное время	Позволяет сэкономить 2–3 % от теплопотребления здания	[57]
6	Наличие тройного остекления окон	Дает экономию 3–4 %	[35]
7	Наличие тамбуров и их секционирование во входах в помещение и пружин на дверях	Дает экономию 3–4 %	[38]
8	Правильный выбор окраски отопительных приборов	Окраска отопительного прибора цинковыми белилами увеличивает теплоотдачу на 15 %; – окраска масляной краской снижает теплоотдачу на 8,5 % (для чугунного радиатора — уменьшает еще больше, до 13 %); – укрытие отопительного прибора декоративными плитами, шторами снижает теплоотдачу на 10–12 %	[57]
9	Установка радиаторных термостатов	Дает экономию тепла 6–7 %	[35]
10	Установка регуляторов температуры теплоносителя на отопление	Предполагаемая экономия составит около 15 %	[57]
11	Наличие блочного индивидуального автоматизированного теплового пункта	Уменьшает теплопотребление на 37 % в производственных и административных зданиях и на 12 % — в жилых зданиях	[57]
12	Наладка систем отопления и опломбирование элеваторов и регуляторов в положении согласно наладочных карт	Экономический эффект составляет 15–35 %, а срок окупаемости — 1–2 года	[57]
13	Создание систем лучистого отопления	Применение лучистого (инфракрасного) отопления в производственных зданиях (например, инфракрасного газового) дает экономию до 25 %	[57]
14	Установка конвекторов с механическим побудителем теплосъема	Дает экономию до 7 %	[57]
15	Установка воздушных систем отопления	Дает экономию до 10–15 %	[35]
16	Применение застекленных лоджий	Дает экономию 7–40 %	[35]
17	Ликвидация мостов холода в местах сопряжения оконных переплетов со стенами	Дает экономию 2 %	[35]
18	Уплотнение щелей и неплотностей оконных и дверных проемов	Расход тепла после уплотнения щелей и неплотностей сокращается на 10–20 %. 1 п. м неуплотненного притвора окна равняется потере 50 кВт·ч за 228 суток	[32]

№	Содержание мероприятия	Оценка потенциала энергосбережения	Ссылка
19	Установка окон с повышенными теплозащитными характеристиками. Наилучшее: 1) тройное остекление; 2) двухкамерный стеклопакет; 3) комбинация стекла + однокамерный стеклопакет	Экономия тепла 35–45 % по сравнению с обычным двойным остеклением	[35]
20	Установка в окнах теплового зеркала или «комфорт-экрана» (низкоэмиссионная теплоотражающая светопрозрачная пленка, натянутая на профильную раму, установленная между стеклами)	Использование теплового экрана позволяет уменьшить теплопотери через окна от 40–45 %	[35]
21	Дополнительная теплоизоляция наружных стен, перекрытий верхнего этажа и пола первого этажа. Потери общественных зданий через ограждения: – наружные стены — 30–50 %; – перекрытие верхнего этажа — 15–40 %; – пол первого этажа — 3–10 %	Реализация мероприятий обеспечит снижение общих тепловых потерь на 5–15 %	[32]
22	Замена трубчатых теплообменников на пластинчатые и использование энергоэффективных радиаторов	Позволяет экономить 5–10 % тепла	[57]
23	Установка теплоотражателя, представляющего собой теплоизоляционную прокладку с отражающим слоем между отопительным прибором и стенкой	Позволяет экономить 2–3 % от общего энергопотребления	[57]
24	Восстановление теплоизоляции на трубопроводах систем отопления и ГВС	Позволяет снизить тепловые потери на 7–9 % от общего потребления	[57]
25	Перевод системы отопления с теплоносителя «пар» на теплоноситель «горячая вода»	Экономия 20–30 % тепла	[57]
26	Наличие инфильтрации холодного воздуха в отапливаемых помещениях	Дополнительный расход 10–15 ккал на каждый кубометр холодного воздуха	[57]
27	Внедрение энергосберегающего режима отпуска тепла на отопление из котельных или ЦТП с учетом бытовых тепловыделений	Годовая экономия тепла составляет 4–17 %	[13]
28	Внедрение пофасадного регулирования отпуска тепла с учетом метеофакторов (скорости ветра и солнечного излучения)	Перерасход тепловой энергии за год без учета метеофакторов (без пофасадного регулирования) в диапазоне изменения скорости ветра от 0 до расчетной составляет 6–12 %. При учете совместного влияния скорости ветра и солнечного излучения при фасадном регулировании годовая экономия может составить 9–18 %	[13]
29	Внедрение экономичного графика подачи теплоносителя с учетом типа системы отопления и типа отопительных приборов	Экономия составляет от 5 % (в зависимости от типа отопления и отопительных приборов) тепловой нагрузки при регулировании отпуска тепла в соответствии с действующими графиками	[13]
30	Изоляция неизолированных трубопроводов систем теплоснабжения, расположенных в подвалах и неотапливаемых помещениях	Годовая экономия тепла при изоляции 1 п. м голого трубопровода среднего диаметра 25 мм составляет 0,22 Гкал/п. м	[13]

Примечание. Экономия тепловой энергии, если не оговорено, указана в % от относительной нагрузки.

4.7. ТИПОВЫЕ МЕРЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В СИСТЕМАХ ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА И ОЦЕНКИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ЭФФЕКТОВ

Некоторые из типовых мер по энергосбережению в системах вентиляции и кондиционирования воздуха приводятся в табл. 4.4.2. Список этих мер существен-

но меньше, чем перечень мер по энергосбережению в системах отопления (см. табл. 4.4.1). Здесь следует учесть, что некоторые из них, в частности, в части уменьшения тепловых потерь, уже представлены в табл. 4.4.1. Полное описание мероприятий по энергосбережению в системах вентиляции и кондиционирования воздуха приводится в [18].

Энергосбережение в системах вентиляции и кондиционирования воздуха представлено двумя частями: экономией тепловой и электрической энергии. Потребление тепловой энергии указанными системами почти на порядок превышает потребление энергии электрической. Для промышленных потребителей часто теплотребление и электропотребление соотносятся

Типовые мероприятия по энергосбережению в системах вентиляции и кондиционирования воздуха с экспертными оценками потенциала энергосбережения

№	Содержание мероприятия	Оценка потенциала энергосбережения	Ссылка
1	Применение рециркуляции в системах вентиляции и кондиционирования воздуха	Экономия зависит от степени рециркуляции вытяжного воздуха [18]. Пример 5.6	[18], [20–24]
2	Применение рекуперации воздуха на вытяжных системах вентиляции и кондиционирования воздуха	Дает экономию 20–70 % [58]. Экономия зависит от эффективности рекуперативного теплообменника–утилизатора теплоты вытяжного воздуха. Пример 5.3	[18], [20–24]
3	Применение регенерации воздуха на вытяжных системах вентиляции и кондиционирования воздуха	Экономия зависит от эффективности регенеративного теплообменника–утилизатора теплоты вытяжного воздуха. Пример расчета приведен ниже	[18], [20–24]
4	Применение двух рекуперативных теплообменников воздуха на приточных и вытяжных системах вентиляции и кондиционирования воздуха	Экономия зависит от эффективности системы из двух теплообменников утилизаторов теплоты вытяжного воздуха	[18]
5	Наличие автоматических регуляторов на приточных системах вентиляции	Дает до 10 % экономии тепла и 25–30 % электроэнергии	[35]
6	Тепловая изоляция воздуховодов в местах прокладки с пониженной температурой воздуха	Возможная экономия теплоты и холода при качественном выполнении теплоизоляции достигает 10–15 %.	[18]
7	Применение частотно–регулируемого электропривода вентиляторов с целью регулирования расхода воздуха	Новые оптимальные способы количественного регулирования позволяют снизить расход электроэнергии на перемещение воздуха у вытяжных систем на 6–26 % и у приточных систем на 3–12 % от величины потребления вентилятором в расчетном режиме	[39]
8	Совместное применение общеобменной и местной вентиляции в виде местных отсосов, воздушных завес и т. д.	Примеры 5.4–5.5	—
9	Локализация притока и вытяжки (устройство воздушных оазисов, душирование, локализация притока)	Уменьшение воздухообмена при работе СКВ на 25–50 %	[18]
10	Устранение подсосов и утечек воздуха через неплотности воздуховодов	Снижение затрат на перемещение воздуха вентиляторами на 9–10 % (электроэнергии)	[18]
11	Уменьшение аэродинамических потерь при движении воздуха в воздуховодах	Повышение холодильной нагрузки СКВ примерно на 10–16 % на каждые 1000 Па потерь на трение	[18]

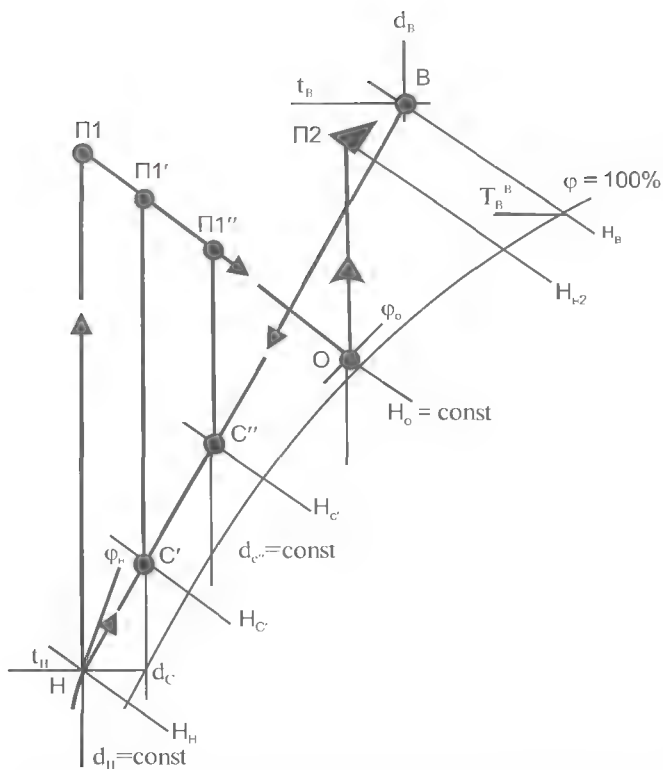


Рис. 4.4.12. Процессы обработки воздуха в H - d -диаграмме в приточной СКВ и СКВ с рециркуляцией

как 10 : 1. Тем не менее, учитывая большие затраты по перемещению воздуха системами вентиляции и кондиционирования воздуха, говоря об энергосбережении в указанных системах, нельзя пренебрегать затратами электроэнергии на создание потоков воздуха.

Также следует иметь в виду, что экономия тепловой энергии от внедрения некоторых из представляемых мероприятий может быть получена расчетным путем. Примеры приведены ниже.

Для примера рассмотрим порядок расчета энергосберегающего эффекта при применении рециркуляции.

Процессы обработки воздуха представлены на рис. 4.4.12. На диаграмме изображены следующие процессы обработки воздуха в приточной системе кондиционирования воздуха: H - $П1$ — процесс нагрева воздуха в подогревателе первой ступени; $П1$ - O — процесс увлажнения воздуха в камере орошения (сотовом увлажнителе); O - $П2$ — процесс нагрева воздуха в подогревателе второй ступени; $П2$ - B — процесс политропного нагрева и увлажнения воздуха в обслуживаемой или рабочей зоне.

Увеличивая степень рециркуляции, можно снизить затраты теплоты на подогрев наружного воздуха и доведение его параметров до нужных кондиций — температуры $t_{п2}$ и относительной влажности $\varphi_{п2}$ приточного воздуха. Здесь следует отметить, что степень рециркуляции не может быть увеличена выше опреде-

ленного предела. Этот предел зависит от нормирования расхода свежего приточного воздуха, регламентируемого СНиП. Параметры приточного воздуха необходимо поддерживать постоянными, независимо от изменяющихся условий наружной среды. Это можно обеспечить, изменяя степень рециркуляции или расход греющей воды в подогревателе первой ступени. При заданной степени рециркуляции нужные параметры приточного воздуха создаются в результате регулирования расхода воды в подогревателе, считая, что температура воды на входе в калорифер-подогреватель и в обратной линии поддерживается постоянной.

Экономия тепловой мощности наглядно демонстрируется и может быть количественно оценена с использованием H - d -диаграммы. На рис. 4.4.12 дополнительно к процессу обработки воздуха в приточной системе показаны процессы при частичной рециркуляции с различной степенью. В этих случаях необходимо показать процессы смешения потоков наружного и отработанного (вытяжного) воздуха. Точка, соответствующая на диаграмме состоянию воздуха после смешения (C' или C'' на рис. 4.4.12), принадлежит отрезку, который соединяет точки H и B . Указанные точки отвечают состояниям наружного и вытяжного воздуха. Параметры приточного воздуха после смешения могут быть вычислены по заданной степени рециркуляции.

Расчетные значения энтальпии и влагосодержания получаются из материального и теплового баланса:

$$\rho_{п} L_{п} = \rho_{н} L_{н} + \rho_{в} L_{в},$$

$$\rho_{п} L_{п} H_{с} = \rho_{н} L_{н} H_{н} + \rho_{в} L_{в} H_{в},$$

$$\rho_{п} L_{п} d_{с} = \rho_{н} L_{н} d_{н} + \rho_{в} L_{в} d_{в}.$$

В приведенных уравнениях: L — объемный расход воздуха ($\text{м}^3/\text{с}$); H — энтальпия ($\text{кДж}/\text{кг}$); d — влагосодержание воздуха ($\text{г}/\text{кг}$ сух. возд.); ρ — плотность воздуха ($\text{кг}/\text{м}^3$). Энтальпия и влагосодержание перед подогревателем первой ступени согласно уравнениям (4.4.5) и (4.4.6) будут:

$$H = a H_{в} + (1 - a) H_{н},$$

$$d_{с} = a d_{в} + (1 - a) d_{н},$$

где $a = \rho_{в} L_{в} / \rho_{п} L_{п}$ — степень рециркуляции. Из уравнения (4.4.7) следует, что:

$$\frac{H_{с} - H_{н}}{H_{в} - H_{н}} = a.$$

Расчет потребности системы кондиционирования в теплоте.

Из диаграммы следует, что для нагрева воздуха в проточной системе необходима тепловая мощность (кВт), равная:

$$Q_{\text{пр}} = \rho_{\text{п}} L_{\text{п}} (H_0 - H_{\text{н}}) + \rho_{\text{п}} L_{\text{п}} (H_{\text{п2}} - H_0) = \rho_{\text{п}} L_{\text{п}} (H_{\text{п2}} - H_{\text{н}}).$$

При применении такого энергосберегающего метода, как рециркуляция, необходимая для нагрева воздуха тепловая мощность (кВт) будет:

$$Q_{\text{р}} = \rho_{\text{п}} L_{\text{п}} (H_0 - H_{\text{с}}) + \rho_{\text{п}} L_{\text{п}} (H_{\text{п2}} - H_0) = \rho_{\text{п}} L_{\text{п}} (H_{\text{п2}} - H_{\text{с}}).$$

Энергосберегающий эффект от применения рециркуляции составит:

$$\Delta Q_{\text{э}} = Q_{\text{пр}} - Q_{\text{р}} = \rho_{\text{п}} L_{\text{п}} (H_{\text{с}} - H_{\text{н}}). \quad (4.4.12)$$

С учетом (4.4.9) из уравнения (4.4.12) следует, что:

$$\Delta Q_{\text{э}} = \rho_{\text{п}} L_{\text{п}} (a H_{\text{в}} + (1 - a) H_{\text{н}} - H_{\text{н}}) = \rho_{\text{п}} L_{\text{п}} a (H_{\text{в}} - H_{\text{н}}).$$

При выводе (4.4.13) полагалось, что параметры приточного воздуха (точка П2) поддерживаются постоянными независимо от изменяющихся внешних условий и степени рециркуляции. Это соответствует действительности, поскольку эти параметры зависят только от санитарно-гигиенических норм, предъявляемых к воздуху в рабочей зоне, и избытков тепла (ΔQ , кВт) и влаги (ΔW , г/с) в обслуживаемом помещении. В частности, для известных из тепловлажностных балансов помещения величин ΔQ и ΔW значения параметров приточного воздуха (т. П2) рассчитываются по зависимостям:

$$H_{\text{п2}} = H_{\text{в}} - \frac{\Delta Q}{\rho_{\text{п}} L_{\text{п}}}, \quad d_{\text{п2}} = d_{\text{в}} - \frac{\Delta W}{\rho_{\text{п}} L_{\text{п}}}. \quad (4.4.13)$$

Неизменные параметры приточного воздуха при различных степенях рециркуляции можно обеспечить, изменяя количество теплоты, подводимой к воздуху в подогревателе первой ступени $Q_{\text{в}}$:

$$Q_{\text{в}} = \rho_{\text{п}} L_{\text{п}} \cdot a (H_{\text{в}} - H_{\text{н}}) \cdot \left(\frac{H_0 - H_{\text{н}}}{a (H_{\text{в}} - H_{\text{н}})} - 1 \right).$$

Эта тепловая мощность обеспечивается регулированием расхода горячей воды, который определяется

из уравнения теплового баланса теплообменника первого подогрева:

$$Q_{\text{в}} = \rho_{\text{п}} L_{\text{п}} \cdot a (H_{\text{в}} - H_{\text{н}}) \cdot \left(\frac{H_0 - H_{\text{н}}}{a (H_{\text{в}} - H_{\text{н}})} - 1 \right) = G_{\text{в}} C_{\text{р}} (t_{\text{вх1}} - t_{\text{вых1}}),$$

где: $G_{\text{в}}$ — массовый расход (кг/с) воды; $C_{\text{р}}$ — теплоемкость воды; $t_{\text{вх1}}$ и $t_{\text{вых1}}$ — температуры на входе и на выходе из теплообменника.

Коэффициент полезного действия установки кондиционирования воздуха можно определить по формуле:

$$\eta = \frac{H_{\text{в}} - H_{\text{п2}}}{H_{\text{п2}} - H_{\text{с}}}.$$

Зависимость (4.4.17) показывает, что минимальный коэффициент полезного действия или показатель энергетической эффективности СКВ будет при $a = 0$ ($H_{\text{с}} = H_{\text{н}}$), то есть для проточной системы. С ростом степени рециркуляции растет разность энтальпий ($H_{\text{с}} - H_{\text{н}}$), и, следовательно, такой показатель энергетической эффективности, как КПД установки.

Рециркуляция представляет собой наиболее доступный и дешевый способ утилизации теплоты вытяжного воздуха, но степень рециркуляции, как отмечалось выше, ограничена в силу требований к чистоте приточного воздуха. Объемный расход рециркуляционного воздуха ограничен соотношением $L_{\text{р}} \leq L_{\text{п}} - L_{\text{п}}^{\text{мин}}$, в котором $L_{\text{п}}^{\text{мин}}$ — минимальный расход свежего наружного воздуха, величина которого определяется санитарно-гигиеническими нормами.

Естественное желание использовать теплоту вытяжного воздуха с наибольшей пользой в этой ситуации требует разделения потоков приточного и вытяжного воздуха в теплоутилизирующем устройстве. Это реализуется при применении рекуперативных и регенеративных теплообменников-утилизаторов или двух теплообменников с промежуточным теплоносителем (принципиальные схемы установок приведены на рис. (4.4.6)–(4.4.11)).

Степень утилизации теплоты зависит от эффективности теплообменника, которая может быть определена как:

$$\varepsilon = \frac{t_{\text{п2}} - t_{\text{н1}}}{t_{\text{в}} - t_{\text{н1}}}.$$

Для пластинчатых воздухо-воздушных теплообменников этот показатель находится в пределах от 0,4 до 0,7 [18]. Более высокие показатели имеют регенеративные теплообменники с вращающейся насадкой ($\varepsilon = 0,7 - 0,85$) [18]. Повышение эффективности регенеративного теплообменника по сравнению с пластинчатым рекуперативным теплообменником

объясняется дополнительным переносом теплоты из-за конденсации водяного пара из удаляемого воздуха. В этом случае эффективность регенеративного теплообменника записывается через разности энтальпий потоков воздуха:

$$\varepsilon = \frac{H_{n2} - H_{n1}}{H_y - H_{n1}},$$

где: H_{n1} и H_{n2} — энтальпии наружного воздуха до и после теплообменника-утилизатора, H_y — энтальпия вытяжного воздуха.

Эффективности (4.4.18) и (4.4.19) записаны для условия равенства расходов приточного и вытяжного (удаляемого) воздуха. Эффективность теплоутилизаторов теплоты вытяжного воздуха различного типа приведена в табл. 4.4.3 по данным [18]. Таблица 4.4.3 приведена для условия равенства расходов приточного и вытяжного воздуха. В табл. 4.4.3 приведены эффективности теплообменных аппаратов на основе тепловых труб. Теория и практика применения таких аппаратов достаточно подробно рассмотрены в [18].

Если расходы приточного и вытяжного воздуха не равны, то эффективность сухого теплообменника без выпадения влаги описывается зависимостью:

$$\varepsilon = \frac{c_p G_n (t_{n2} - t_{n1})}{(c_p G)_{\min} (t_y - t_{n1})},$$

где: c_p — теплоемкость воздуха, Дж/(кг К); G_n — массовый расход приточного воздуха, кг/с; $(c_p G)_{\min}$ — минимальный из водяных эквивалентов приточного и вы-

тяжного воздуха, Дж/(с К). При совместном протекании процессов тепло- и влагообмена эффективность теплообменников-утилизаторов может быть представлена в виде:

$$\varepsilon = \frac{\xi_n c_p G_n (t_{n2} - t_{n1})}{(c_p G)_{\min} (t_y - t_{n1})},$$

где: ξ_n — коэффициент влаговыпадения. Для расчета коэффициента влаговыпадения используют выражение:

$$\xi_n = \frac{\delta H}{c_p \delta t} = \frac{(H_{n2} - H_{n1})}{c_p (t_{n2} - t_{n1})},$$

где: δH — разность энтальпий, а δt — разность температур на входе в теплообменный аппарат и на выходе из него.

Наименьшую эффективность утилизации теплоты имеет схема с двумя теплообменниками и промежуточным контуром ($\varepsilon = 0,4-0,5$). Применение этой схемы (см. рис. 4.4.11) оправдано, если вытяжной и приточный воздухопроводы расположены на значительном удалении друг от друга. В этом случае сведение их в месте установки теплоутилизационной установки связано с прокладкой воздухопроводов большой протяженности, ростом аэродинамического сопротивления сети и мощности вентиляторов.

Для примера в табл. 4.4.4 приведены массогабаритные характеристики и эффективности теплообменников различного типа одинаковой производительности (по данным [18]).

Сравнительные показатели эффективности различных теплообменников-утилизаторов теплоты вытяжного воздуха [18]

Показатель	Рекуперативный пластинчатый теплообменник (рис. 4.4.7-4.4.8)	Два теплообменника с промежуточным контуром (рис. 4.4.11)	Регенеративный роторный теплообменник (рис. 4.4.9-4.4.10)		Теплообменник на основе фитильных тепловых труб
			с несобирующей насадкой	с собирающей насадкой	
Эффективность «сухого» теплообменника (4.4.18)	0,5–0,6	0,4–0,5	0,6–0,75	0,7–0,8	0,55–0,65
Эффективность теплообменника с выпадением влаги (4.4.19)	0,6–0,7	0,5–0,6	0,7–0,8	0,65–0,9	0,65–0,75

Характеристики теплоутилизационных установок производительностью 10 000 м³/ч [18]

Показатель	Теплообменник			
	Пластинчатый	С промежуточным теплоносителем	С ротором	На основе тепловых труб
Занимаемый объем, м³/масса, кг	2–3/100–200	0,5–1/250–300	1,5–2,5/250–350	0,5–1/200–300
Эффективность теплообменника	0,55–0,65	0,35–0,45	0,65–0,75	0,5–0,6

5.1. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В СИСТЕМЕ ОТОПЛЕНИЯ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ЭКОНОМИЧНОГО ГРАФИКА ПОДАЧИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

В системах отопления, работающих от местных котельных, применяется качественное регулирование подачи горячей воды, которое заключается в регулировании температуры воды в зависимости от наружной температуры при неизменном ее расходе. При подаче воды от местной котельной или автоматизированного ЦТП, как правило, соблюдается один из температурных графиков, установленных для всех потребителей. Вместе с тем отпуск тепла необходимо производить с учетом типа системы отопления и отопительных приборов по графику, учитывающему переменную теплотребность здания [13]. Для однотрубных систем отопления температура теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе согласно [13] может быть рассчитана как:

$$t_{от} = t_{в} + \bar{Q}_0^{1/(1+n)} (t_{от}^p - t_{в}),$$

где: $t_{от}$ — температура воды, подаваемой на отопление по экономичному графику; $t_{в}$ — расчетная температура внутреннего воздуха; $t_{от}^p$ — расчетная температура воды по действующему графику; $\bar{Q}_0$ — текущая (при изменяющейся наружной температуре) нагрузка по ото-

плению, отнесенная к максимальной часовой нагрузке (находится по формуле (4.5.2), n — коэффициент, учитывающий тип отопительной системы (см. рис. 4.1.1–4.1.4) и тип отопительных приборов (радиаторы, конвекторы).

$$\bar{Q}_0 = Q_0 / Q_0^p.$$

Текущая часовая нагрузка вычисляется по формуле (4.2.9).

За основу был взят действующий температурный график 105/70 °С. Расчеты экономичного графика были проведены для климатических условий с расчетной температурой наружного воздуха –28 °С и для здания с однотрубной системой отопления с верхней раздачей воды, оснащенной радиаторами. Коэффициент, учитывающий тип отопительной системы отопительных приборов по данным [13], равен $n = 0,32$. Расчетная температура внутреннего воздуха +18 °С. Весь интервал наружных температур от +10 до –28 °С разбивался на диапазоны (первый столбец в табл. 4.5.1), для которых известны повторяемости температуры из указанных диапазонов [5]. Вычислялась средняя температура диапазона, а по ней безразмерная тепловая нагрузка (расчетные зависимости (4.2.9) и (4.5.2)). По формуле (4.5.1) рассчитывались средние для указанных диапазонов температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе и разности температур, приведенные в табл. 4.5.1. Аналогичные расчеты проведены и для действующего графика, взятого из [5]. Результаты расчетов представлены в табл. 4.5.1. Разности температур воды для действующего и экономичного графика в зависимости от наружной температуры воздуха приведены на рис. 4.5.1.

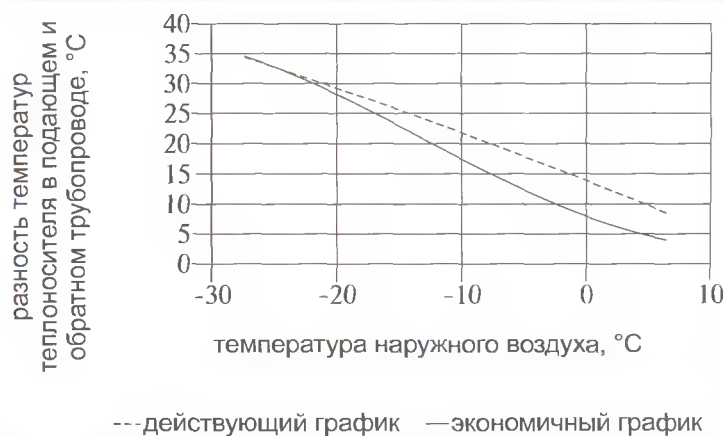


Рис. 4.5.1. Зависимости разности температур в подающем и обратном трубопроводе, рассчитанные для действующего и предлагаемого экономичного графика подачи теплоносителя

Экономия тепловой энергии при реализации в системе регулирования экономичного графика согласно [13] рассчитывается по формуле:

$$\begin{aligned} \Theta &= (1 - Q_{\text{э}}/Q_{\text{д}})100 = \\ &= 1 - \sum_i c_p \Delta t_{\text{э}} G n_i / (\sum_i c_p \Delta t_{\text{д}} G n_i), \end{aligned}$$

в которой: $Q_{\text{э}}$ — теплотребление по экономичному графику; $Q_{\text{д}}$ — по действующему графику; c_p — тепло-

емкость воды; $\Delta t_{\text{э}}$, $\Delta t_{\text{д}}$ — средние для указанных диапазонов разности температур в прямом и обратном трубопроводе, соответственно, для экономичного и действующего графика подачи теплоносителя; G — расход теплоносителя; n_i — повторяемость температур из указанных диапазонов в часах. Поскольку при качественном регулировании расход остается неизменным, то для оценки экономии тепла в % достаточно рассчитать суммы $\sum(\Delta t_{\text{э}} n_i)$ и $\sum(\Delta t_{\text{д}} n_i)$. По расчетам, экономия составит примерно 28 %.

п 4.5.1

Результаты расчетов экономичного графика подачи теплоносителя

Диапазон наружных температур, °С	Повторяемость температуры наружного воздуха из указанного диапазона в часах	Средняя температура диапазона, °С	Безразмерная тепловая нагрузка	Действующий график. Разность температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе (средняя для диапазона), °С	Экономичный график. Разность температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе (средняя для диапазона), °С	Действующий график $(\Delta t_i \cdot n_i)_{\text{д}}$	Экономичный график $(\Delta t_i \cdot n_i)_{\text{э}}$
1	2	3	4	5	6	7	8
-29,9 -25	31	-27,45	0,988	34,3	34,3	1063,3	1063,3
-24,9 -20	121	-22,45	0,879	31,4	31,2	3799,4	3775,2
-19,9 -15	237	-17,45	0,771	27,2	25,4	6446,4	6019,8
-14,9 -10	470	-12,45	0,662	23,5	19,7	11045	9259
-9,9 -5	800	-7,45	0,553	19,8	14,9	15840	11920
-4,9 0	1253	-2,45	0,445	16	10,6	20048	13281,8
0,1 5	1333	2,55	0,336	12,2	7	16262,6	9331
5,1 8	660	6,55	0,249	8,4	4,1	5544	2706
$\sum(\Delta t_{\text{э}} n_i) \text{ и } \sum(\Delta t_{\text{д}} n_i)$						80048,7	57356,1

5.2. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В СИСТЕМЕ ОТОПЛЕНИЯ ПРИ УЛУЧШЕНИИ ТЕПЛОЗАЩИТНЫХ СВОЙСТВ ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ ЗДАНИЯ

Оценим экономию тепловой энергии у потребителя в результате реконструкции окон в квартире жилого дома. Жилой дом расположен в г. Екатеринбурге. В квартире имеются 4 окна ($m = 4$), площадью $F = 3 \text{ м}^2$ каждое. Окна представлены устаревшей конструкцией с низким коэффициентом сопротивления теплопередаче (коэффициент сопротивления $R = 0,3 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$) Известно, что сопротивление теплопередаче для окон современных конструкций следующие:

- окна со стеклопакетами однокамерными — $R = 0,38 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$;
- окна со стеклопакетами двухкамерными — $R = 0,5 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$;
- окна со стеклопакетами однокамерными и теплоотражающим покрытием внутреннего стекла — $R = 0,53 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$;
- окна деревянные и поливинилхлоридные со стеклопакетами однокамерными и теплоотражающим покрытием внутреннего стекла, заполненные аргоном — $R = 0,6 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$;
- окна поливинилхлоридные со стеклопакетами двухкамерными и теплоотражающим покрытием внутреннего стекла — $R = 0,65 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$;
- окна деревянные со стеклопакетами однокамерными и теплоотражающим покрытием внутреннего стекла, заполненные криптоном, — $R = 1 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$.

Расчет выполним в следующей последовательности. Средняя за отопительный период тепловая мощность (кВт), передаваемая через оконные рамы в окружающую среду, рассчитывается из выражения:

$$Q_o^c = (1/R)F(t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^c)10^{-3},$$

где: R — коэффициент сопротивления теплопередаче, $\text{м}^2 \cdot \text{К/Вт}$; F — площадь оконного проема, м^2 ; $t_{\text{в}}$ — расчетная температура внутри помещения, $^{\circ}\text{C}$; $t_{\text{н}}^c$ — средняя за отопительный период температура наружного воздуха, $^{\circ}\text{C}$. Из справочных данных для Екатеринбурга имеем: $t_{\text{н}}^c = -8,3^{\circ}\text{C}$, $n = 5002 \text{ ч/год}$. Рас-

четную температуру внутреннего воздуха принимаем $t_{\text{в}} = 20^{\circ}\text{C}$.

Для одного окна площадью 3 м^2 средняя за отопительный период мощность теплопотерь в окружающую среду для указанных условий составит:

$$Q = \frac{1}{0,3} 3(20 + 8,3) \cdot 10^{-3} = 0,283 \text{ кВт}.$$

Количество теплоты, теряемое за отопительный период (для системы отопления — за год):

$$Q_{\text{г}} = Qn = 0,283 \cdot 5002 = 1415 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год},$$

или

$$Q_{\text{г}} = 1415 \cdot 3600 = 5,1 \cdot 10^6 \text{ кДж/год} = 5,1 \text{ ГДж/год},$$

или

$$Q_{\text{г}} = \frac{5,1}{4,19} = 1,2 \text{ Гкал/год},$$

где: n — число часов отопительного периода, ч/год.

При замене оконных рам на рамы последней конструкции, для которой $R = 1 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$, имеем:

$$Q' = \frac{1}{1} \cdot 3(20 + 8,3) \cdot 10^{-3} = 0,085 \text{ кВт},$$

$$Q'_{\text{г}} = Q' \cdot n = 0,085 \cdot 5002 = 425 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год} =$$

$$= 1,53 \cdot 10^6 \text{ кДж/год} = 1,53 \text{ ГДж/год} =$$

$$= 0,36 \text{ Гкал/год}.$$

Экономия тепловой энергии за год для квартиры с четырьмя окнами составит:

$$\Delta Q_{\text{г}} = 4 (1,2 - 0,36) = 3,36 \text{ Гкал/год}.$$

Экономия условного топлива у источника теплоты (котельной) за год в расчете на одну раму:

$$\Delta B = \frac{\Delta Q_{\text{г}}}{Q_{\text{п}}^{\text{н}} \eta_{\text{к}} \eta_{\text{тр}}}, \text{ кг у. т./год},$$

где: $Q_{\text{п}}^{\text{н}}$ — теплота сгорания топлива (натурального или условного); $Q_{\text{п}}^{\text{н}} = 29330 \text{ кДж/кг у. т.}$; $\eta_{\text{к}}$ — коэффициент полезного действия котельной; $\eta_{\text{к}} = 0,8$ (80 %); $\eta_{\text{тр}}$ — коэффициент полезного действия транспорта тепловой энергии по тепловым сетям, $\eta_{\text{тр}} = 0,93$ (93 %).

$$\Delta B = \frac{5,1 \cdot 10^6}{29330 \cdot 0,8 \cdot 0,93} = 160 \text{ кг у. т./год}.$$

В расчете на одну квартиру экономия условного топлива у источника теплоснабжения будет:

$$\Delta B_{\Sigma} = \Delta Bm = 160 \cdot 4 = 520 \text{ кг у. т./год}.$$

5.3. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОТЫ ВЕНТИЛЯЦИОННЫХ ВЫБРОСОВ В РЕКУПЕРАТИВНОМ ТЕПЛООБМЕННИКЕ

Оценим энергосберегающий эффект от применения рекуперативного теплообменника в системе механической общеобменной вентиляции, полагая, что в обслуживаемом помещении присутствуют внутренние тепловыделения общей мощностью равной $Q = 70$ кВт. Мощность тепловых потерь через ограждающие конструкции $Q_{\text{пот}} = 50$ кВт. Массовые расходы приточного и вытяжного воздуха $G_{\text{п}}$ и $G_{\text{в}}$ принять равными $G_{\text{п}} = G_{\text{в}} = G = 2$ кг/с. Влажность наружного воздуха равно $d_{\text{н1}} = 3$ г/кг с. в. В предварительном подогревателе воздух нагревается до $t_{\text{н1}} = 5$ °С. Температура приточного воздуха $t_{\text{п}} = 20$ °С. Эффективность (ε) рекуперативного теплообменника-утилизатора примем равной 0,6. Схема вентиляции представлена на рис. 4.5.2 [23].

Уравнения тепловых балансов для теплообменника-утилизатора, вентилируемого помещения и системы в целом будут:

$$Q_{\text{ты}} = G(H_{\text{н2}} - H_{\text{н1}}) = G(H_{\text{в1}} - H_{\text{в2}}),$$

$$G(H_{\text{п}} - H_{\text{в1}}) + Q - Q_{\text{пот}} = 0,$$

$$-G(H_{\text{в2}} - H_{\text{н}}) + \sum Q + \Delta Q = 0,$$

где: $\sum Q = Q_1 + Q_2$ — суммарная мощность, подводимая к воздуху; $\Delta Q = Q - Q_{\text{пот}}$ — избыточная тепловая

мощность в вентилируемом помещении. Из уравнения (4.5.7) следует, что затраты тепловой мощности по обогреву воздуха в системе вентиляции с теплообменником-утилизатором равны:

$$\sum Q_{\text{в}} = G(H_{\text{в2}} - H_{\text{н}}) - \Delta Q.$$

Для проточной (без теплообменника-утилизатора) системы общеобменной вентиляции затраты тепловой мощности по обогреву воздуха получаются из уравнения баланса (4.5.8), если принять $H_{\text{в2}} = H_{\text{в1}}$:

$$\sum Q = G(H_{\text{в1}} - H_{\text{н}}) - \Delta Q.$$

Энергосберегающий эффект от применения теплообменника-утилизатора в абсолютном исчислении (экономия тепловой мощности, подводимой от внешнего источника теплоснабжения) $\Delta Q_{\text{э}}$ будет:

$$\sum Q_{\text{э}} = \sum Q - \sum Q_{\text{в}} = G(H_{\text{в1}} - H_{\text{в2}}) = \Delta Q_{\text{ты}}.$$

С учетом эффективности теплообменника-утилизатора:

$$\varepsilon = \frac{H_{\text{в2}} - H_{\text{в1}}}{H_{\text{в1}} - H_{\text{н1}}},$$

экономия тепловой мощности составит:

$$\sum Q_{\text{э}} = G\varepsilon(H_{\text{в1}} - H_{\text{н1}}).$$

Далее численные расчеты сводятся к вычислениям энтальпий влажного воздуха H_1 , $H_{\text{п}}$ по формуле (4.2.42) и энтальпии $H_{\text{в1}}$ из уравнения баланса (4.5.6) по формуле:

$$H_{\text{в1}} = (\Delta Q/G) + H_{\text{п}}.$$

1. $H_{\text{н1}} = C_{\text{в}}t_{\text{н1}} + d_{\text{н1}}(r_0 + C_{\text{п}}t_{\text{н1}}) =$
 $= 1,005 \cdot 5 + 3 \cdot 10^{-3}(2500 + 1,807 \cdot 5) =$
 $= 5,025 + 7,53 = 12,56 \text{ кДж/кг с. в.}$
2. $H_{\text{п}} = C_{\text{в}}t_{\text{п}} + d_{\text{п}}(r_0 + C_{\text{п}}t_{\text{п}}) =$
 $= 1,005 \cdot 20 + 3 \cdot 10^{-3}(2500 + 1,807 \cdot 20) =$
 $= 20,1 + 7,71 = 27,71 \text{ кДж/кг с. в.}$
3. $H_{\text{в1}} = (\Delta Q/G) + H_{\text{п}} = (20/2) + 27,71 =$
 $= 37,71 \text{ кДж/кг с. в.}$

Энергосберегающий эффект по зависимости (4.5.12):

$$\begin{aligned} 4. \quad \sum Q_{\text{э}} &= G\varepsilon(H_{\text{в1}} - H_{\text{н1}}) = \\ &= 2 \cdot 0,6 (37,71 - 12,56) = 30,18 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

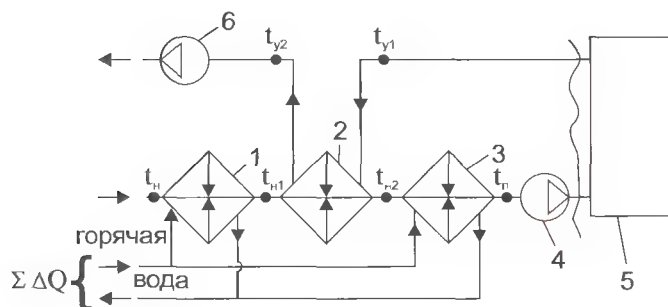


Рис. 4.5.2. Принципиальная схема системы вентиляции с теплообменником-утилизатором

1 — предварительный подогреватель (калорифер), 2 — рекуперативный теплообменник, 3 — подогреватель (калорифер), 4 — приточный вентилятор, 5 — вентилируемое помещение, 6 — вытяжной вентилятор

5.4. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ СОВМЕСТНОМ ПРИМЕНЕНИИ ОБЩЕОБМЕННОЙ И МЕСТНОЙ ВЕНТИЛЯЦИИ [25]

В помещении цеха в технологическом процессе имеет место выделение фенола (предельно допустимая концентрация ПДК = 0,3 мг/м³). Интенсивность выделения $\Delta G_{\text{вв}} = 5$ мг/с. Явные избытки тепла и влаги отсутствуют. Вентиляция помещения осуществляется системой общеобменной приточно-вытяжной вентиляции и местной вентиляцией, представленной местными отсосами непосредственно над местами выделения вредного вещества. Местными отсосами удаляется 10 000 м³/ч воздуха. Концентрация фенола в местах действия местных отсосов $C_{\text{мо}} = 0,9$ мг/м³. Вентиляция работает две смены в сутки. Ставится задача — оценить энергосберегающий эффект от совместного применения общеобменной и местной вентиляции. Цех находится на территории г. Москвы. По данным СНиП «Строительная климатология», средняя за отопительный период температура наружного воздуха $t_{\text{н}}^{\text{с}} = -3,1$ °С, продолжительность отопительного периода равна $n = 214$ суткам. Расчетная температура внутреннего воздуха равна 18 °С.

Концентрация фенола в месте выделения $C_{\text{мо}}$ (может многократно превышать ПДК), концентрация фенола в приточном воздухе $C_{\text{п}}$ (по нормам не должна превышать 30 % ПДК), концентрация в местах вытяжки общеобменной вентиляцией $C_{\text{во}}$ (не должна превышать ПДК).

Составим уравнение материального баланса для фенола:

$$C_{\text{п}}L_{\text{п}} + \Delta G_{\text{вв}} = C_{\text{во}}L_{\text{во}} + C_{\text{мо}}L_{\text{мо}},$$

уравнение материального баланса для воздуха:

$$G_{\text{п}} = G_{\text{во}} + G_{\text{мо}},$$

или с учетом отсутствия избытка теплоты в цехе:

$$L_{\text{п}} = L_{\text{во}} + L_{\text{мо}}.$$

Решая уравнения (4.5.14) и (4.5.16) относительно $L_{\text{п}}$ получим:

$$L_{\text{п}} = \Delta G_{\text{вв}} / (C_{\text{во}} - C_{\text{п}}) - L_{\text{мо}}(C_{\text{мо}} - C_{\text{во}}) / (C_{\text{во}} - C_{\text{п}}).$$

1. Расход приточного воздуха без местной вентиляции, необходимый для снижения концентрации фенола до ПДК во всем объеме помещения, равен (формула (4.5.17) с $L_{\text{мо}} = 0$):

$$L_{\text{п}} = \Delta G_{\text{вв}} / (C_{\text{во}} - C_{\text{п}}) = 5 / (0,3 - 0,09) = 23,8 \text{ м}^3/\text{с}$$

или

$$L_{\text{п}} = 85 680 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

2. Расход приточного воздуха с учетом действия местной вентиляции (4.5.17):

$$\begin{aligned} L_{\text{п}} &= \Delta G_{\text{вв}} / (C_{\text{во}} - C_{\text{п}}) - L_{\text{мо}}(C_{\text{мо}} - C_{\text{во}}) / (C_{\text{во}} - C_{\text{п}}) = \\ &= 5 / (0,3 - 0,09) - 2,78 (0,9 - 0,3) / (0,3 - 0,09) = \\ &= 23,9 - 7,94 = 15,96 \text{ м}^3/\text{с} \text{ или } L_{\text{п}} = 57 460 \text{ м}^3/\text{ч}. \end{aligned}$$

3. В результате совместного применения общеобменной и местной вентиляции расход приточного воздуха сокращается на величину:

$$\Delta L_{\text{п}} = 85 680 - 57 460 = 28 220 \text{ м}^3/\text{ч}$$

или с учетом плотности воздуха при расчетной средней за отопительный период температуре наружного воздуха $-3,1$ °С, равной 1,31 кг/м³ на:

$$\Delta G_{\text{п}} = 28 220 \cdot 1,31 = 36 970 \text{ кг/ч}.$$

4. Экономия тепловой энергии, подводимой к воздуху, за отопительный период, равный $n_0 = 214$ суткам, расчетных температурах наружного и внутреннего воздуха равных, соответственно, $-3,1$ °С и 18 °С будет:

$$\begin{aligned} \Delta Q &= \Delta G_{\text{п}} c_p (t_{\text{в}} - t_{\text{н}}) n_0 24 (2/3) = \\ &= (36 970 / 3600) \cdot 1,005 \cdot (18 + 3,1) \cdot 214 \cdot 24 \cdot (2/3) = \\ &= 746 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = \\ &= (746 \cdot 10^3 \cdot 3600 / 4,19) \cdot 10^{-6} = 640 \text{ Гкал}. \end{aligned}$$

5. Концентрация вредного вещества в воздухе, удаляемом из цеха местными отсосами совместно с общеобменной вентиляцией, равна:

$$\begin{aligned} C_{\text{у}} &= (L_{\text{мо}}C_{\text{мо}} + L_{\text{во}}C_{\text{во}}) / L_{\text{п}} = \\ &= (10 000 \cdot 0,9 + 47 460 \cdot 0,3) / 57 460 = 0,4 \text{ мг/м}^3. \end{aligned}$$

Необходимы дополнительные энергетические затраты для удаления примеси или разбавления концентрации до ПДК, прежде чем воздух будет выброшен в атмосферу. Этого требуют СНиП 41-01-2003 и один из основополагающих принципов энергосбережения: любое энергосберегающее мероприятие не должно наносить вред окружающей среде. Реализация дополнительных мер, связанных с требованиями экологической безопасности, потребует дополнительных затрат энергии, что необходимо учитывать при окончательном выводе об экономии энергоресурсов.

5.5. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ
ПРИ ПРИМЕНЕНИИ
ВОЗДУШНЫХ ЗАВЕС

Создание воздушных завес — один из известных методов экономии энергетических ресурсов. История создания экспериментальных и теоретических основ применения воздушных завес имеет более чем полувековую давность. Воздушные завесы и метод их расчета впервые были предложены В.В. Батуриным [28]. Известны экспериментальные зависимости для расчета односторонних и двухсторонних завес, которые со временем уточнялись. Эти зависимости представляют собой графики относительного расхода воздуха, прорывающегося через завесу, как функции от относительного расхода воздуха, подаваемого завесой. Расходы относятся к расходу воздуха, прорывающегося через проемы ворот или дверей при условии бездействия завесы. Пример таких графиков приведен на рис. 4.5.3 [30].

В данном примере [25] предлагается сделать оценку эффекта от применения тепловой завесы для следующих условий. Расчетная температура внутреннего воздуха равна 18 °С. Коэффициент расхода принимается равным $Kq = 0,3$. Расчетная температура наружного воздуха –31 °С. Скорость ветра, согласно климатологическим данным, составляет 3,7 м/с. Средняя за отопительный период температура наружного воздуха равна –4,1 °С. Продолжительность отопительного периода составляет 231 сутки. Ставится задача: оценить энергосберегающий эффект от применения в воротах двухсторонней воздушной завесы с углом подачи воздуха 45° и рассчитать начальный расход воздуха в завесе при принятом коэффициенте $Kq = 0,4$. Ширину ворот принять равной 4 м, высоту — $H = 4$ м. Отношение площади щели для подачи воздуха и площади ворот составляет 1/30.

Для производственных помещений массовый расход наружного воздуха $G_{вр}$ (кг/с), поступающего че-

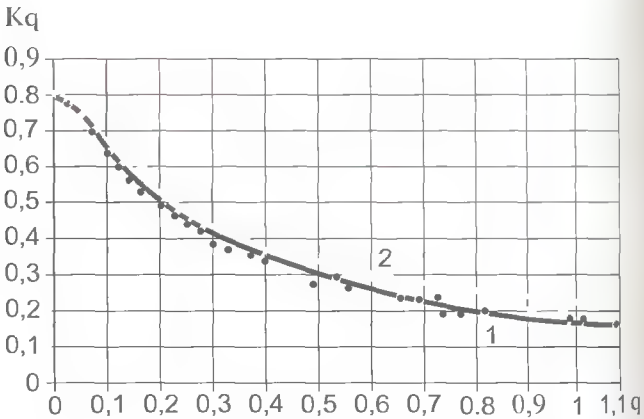


Рис. 4.5.3. Зависимости коэффициента расхода воздуха через ворота, защищенные завесой от относительного расхода воздуха:
1 — односторонняя завеса, 2 — двухсторонняя завеса

рез ворот при отсутствии завесы, согласно рекомендациям [28] можно найти, руководствуясь правилами расчета аэрации. Для зданий со сравнительно небольшими тепловыделениями:

$$G_{вр} = A + (\alpha + Kv)F,$$

где: A и α — расходы воздуха, определяемые в зависимости от расчетной температуры t_n наружного воздуха для проектирования отопления (эти величины находятся по табл. 4.5.2); K — условный коэффициент, для ворот размером 3×3 м коэффициент K равен 0,25, для ворот размером 4×4 м — 0,20; v — скорость ветра в м/с; F — площадь сечения шахт и открываемых фрамуг в фонарях в m^2 .

Если температуры внутреннего и наружного воздуха известны, то могут быть определены их плотности и, следовательно, разница давлений и расход воздуха через дверной проем. С учетом действия ветра объемный расход воздуха, врывающегося через

Значения A и α в формуле (4.5.18) при определении расхода наружного воздуха, поступающего через ворота производственного помещения при отсутствии воздушной завесы [28]

Размеры ворот, м	Внутренняя температура воздуха, °С	Значения α и A , кг/с	Температура наружного воздуха t_n , °С						
			-10	-15	-20	-25	-30	-35	-40
3 × 3 и 4 × 4	+5	α	—	—	1,27	1,38	1,46	1,51	1,55
	+15		—	1,27	1,4	1,5	1,55	1,58	1,6
3 × 3	+5	A	6,0	5,0	5,8	6,6	7,4	8,1	8,9
	+15			6,5	7,3	8,0	8,8	9,4	10,0
4 × 4	+5	A	10,0	11,6	13	14,5	16	17,5	19
	+15		12,7	13,9	15	16,3	17,5	18,8	20

дверь или ворота, может быть определен из уравнения [29]:

$$L_{вр} = BH[0,333 Kq (gH\Delta\rho/\rho)^{0,5} + 0,25v/2],$$

где: B — ширина двери, м; H — высота двери, м; Kq — коэффициент расхода (для незащищенных дверей 0,8–1,0); g — ускорение свободного падения, 9,81 м/с²; $\Delta\rho$ — разница плотностей воздушных масс; ρ — средняя плотность воздушных масс; v — скорость ветра под углом к двери, м/с; 0,25 — частотный фактор направления ветра. Общий расход воздуха через открытую дверь представляет собой сумму расходов, образующихся вследствие разницы давлений и воздействия ветра.

Тепловая мощность (кВт), необходимая для нагрева воздуха, врывающегося в ворота, без завесы находится по формуле:

$$Q = G_{вр}c_p(t_{в} - t_{н}),$$

где: $G_{вр}$ — массовый расход врывающегося воздуха (кг/с); c_p — теплоемкость воздуха (кДж/(кг · К)); $t_{в}$ — температура внутреннего воздуха; $t_{н}$ — температура наружного воздуха.

Расход тепла (кВт · ч) за период времени n (в часах) без действующей завесы:

$$Q_n = G_{вр}c_p(t_{в} - t_{н})nk,$$

где: k — коэффициент, учитывающий фактическое время открывания ворот в течение часа ($k = \tau/60$, τ — время открывания ворот в минутах).

Тепловая мощность (кВт), необходимая для нагрева воздуха, врывающегося в ворота с работающей завесой, находится по формуле:

$$Q_1 = G_{вр}^3c_p(t_{в} - t_{ср})k,$$

где: $t_{ср}$ — средняя температура воздуха, которая находится по формуле (4.5.23):

$$t_{ср} = \frac{G_{вр}^3t_{н}^{ср} + G_3t_3}{G_{вр}^3 + G_3}.$$

В формуле (4.5.23): G_3 — расход воздуха, создаваемый завесой; t_3 — температура воздуха, подаваемого завесой (если воздух забирается вентилятором из рабочей зоны, то $t_3 = t_{в}$).

Расход тепла (кВт · ч) за период времени n (в часах) с действующей завесой:

$$Q_{3n} = G_{вр}c_p(t_{в} - t_{ср})nk.$$

где: k — коэффициент, учитывающий фактическое время открывания ворот в течение часа ($k = \tau/60$, τ — время открывания ворот в минутах). Расход тепла на прогрев воздуха, врывающегося в помещение, учитывается в тепловом балансе при расчете отопления.

Результаты расчета расхода врывающегося воздуха (4.5.19), мощности на прогрев врывающегося воздуха (4.5.20) и расхода тепловой энергии за отопительный период (4.5.21) для указанных выше условий представлены в табл. 4.5.3. Расчеты проводились при средней температуре за отопительный период.

Результаты расчета при отсутствии завесы

$L_{вр}$	$L_{вр}$	$G_{вр}$	$G_{вр}$	Q	Q_n
м ³ /с	м ³ /ч	кг/с	кг/ч	кВт	МВт · ч
14,91	53671	18,83	67782	418,2	96,6

Расход воздуха, врывающегося в помещение, при действующей завесе определим как:

$$G_{вр}^3 = Kq \times G_{вр} = 0,4 \times 18,83 = 7,53 \text{ кг/с.}$$

Расход воздуха, создаваемый завесой:

$$G_3 = q \times G_{вр} = 0,35 \times 18,83 = 6,59 \text{ кг/с.}$$

Значение коэффициента q определили из графика на рис. 4.5.3 по кривой 2 и $Kq = 0,4$.

Полагая, что воздух вентилятором завесы забирается из помещения, найдем среднюю температуру воздуха, проникающего в помещение при действии воздушной завесы:

$$t_{ср} = (7,53 \times (-4,1) + 6,59 \times 18) / (7,53 + 6,59) = (-30,87 + 118,62) / 14,12 = 6,2 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Тепловая мощность (кВт), необходимая для нагрева воздуха, врывающегося в ворота, с работающей завесой

$$Q_3 = G_{вр}^3c_p(t_{в} - t_{ср}) = 7,53 \times 1 \times (18 - 6,2) = 80,85 \text{ кВт.}$$

Расход теплоты на нагрев воздуха за отопительный период:

$$Q_{3n} = G_{вр}^3c_p(t_{в} - t_{ср})nk = 7,53 \times 1 \times (18 - 6,2) 231 \times 24 \times (1/24) = 80,85 \times 231 = 18,68 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Сравнение с результатами, представленными в табл. 4.5.3 показывает, что потребление тепловой энергии при действующей завесе снижается примерно в 5 раз.

5.6. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ РЕЦИРКУЛЯЦИИ В ЦЕНТРАЛЬНЫХ СИСТЕМАХ КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА

Рассмотрим пример оценки энергосберегающего эффекта при применении рециркуляции в центральной системе кондиционирования воздуха [22]. В центральной системе кондиционирования общественного здания воздух окружающей среды с температурой $t_n = -10^\circ\text{C}$ и относительной влажностью $\varphi_n = 40\%$ поступает в камеру смешения, где смешивается с частью вытяжного воздуха. Пройдя термовлажностную обработку в центральном кондиционере, воздух поступает в обслуживаемое помещение с параметрами $t_2 = 20^\circ\text{C}$ и $\varphi_2 = 49\%$. Температура и относительная влажность вытяжного воздуха, соответственно, равны $t_3 = 23^\circ\text{C}$ и $\varphi_3 = 44\%$. Расход приточного воздуха равен $G_0 = 12,44$ кг/с. Степень рециркуляции $\alpha = 0,51$. Определить, какую тепловую мощность можно сэкономить при применении рециркуляции в схеме кондиционирования воздуха по сравнению с прямоточной схемой.

Для ответа на поставленный вопрос можно использовать два метода: аналитический — с применением формул, описывающих процессы влажного воздуха, и графо-аналитический с применением H - d -диаграммы. Рассмотрим второй из них.

1. Наносим на диаграмму точки 1, 2 и 3, соответствующие параметрам наружного, приточного и вытяжного воздуха. Положение этих точек определяется по пересечению соответствующих изотерм и линий постоянной относительной влажности. По диаграмме находим энтальпии:

$$H_1 = 8,5 \text{ кДж/кг с.в.}, H_2 = 39 \text{ кДж/кг с. в.},$$

$$H_3 = 49 \text{ кДж/кг с. в.}$$

и влагосодержания:

$$d_1 = 0,7 \text{ г/кг с. в.}, d_2 = 7,5 \text{ г/кг с. в.}, d_3 = 10,3 \text{ г/кг с. в.}$$

2. Наносим на диаграмму точку О — конечную точку процесса адиабатного увлажнения воздуха в камере орошения. Положение точки О определяется как пересечение линии постоянного влагосодержания d_2 и линии относительной влажности, соответствующей 95 %. Далее задача разбивается на два этапа: построение процессов влажного воздуха для системы с рециркуляцией и прямоточной системы. Энтальпию и влагосодержание воздуха после камеры орошения определяем по диаграмме:

$$H_0 = 29 \text{ кДж/кг с. в.}, d_0 = 7,6 \text{ г/кг с. в.}$$

3. Определяем параметры воздуха после смешения двух потоков (свежего наружного с параметрами 1 и рециркулирующего с параметрами 3) Точка С на диаграмме находится как точка пересечения отрезка 1–3 и изоэнтальпы H_c (или линии $d_c = \text{const}$). Численное значение энтальпии H_c находится из уравнений теплового (4.5.27) и материальных балансов для воздуха (4.5.25) и влаги (4.5.26):

$$G_0 = G_1 + G_3, G_1 = (1 - \alpha)G_0, G_3 = \alpha G_0,$$

$$G_0 H_c = G_1 H_1 + G_3 H_3,$$

$$G_0 d_c = G_1 d_1 + G_3 d_3.$$

В приведенных уравнениях: G_0 — массовый расход приточного воздуха (кг/с); G_1 — массовый расход наружного воздуха (кг/с); G_2 — массовый расход рециркулирующего воздуха (кг/с); H_0, H_1, H_3 — энтальпии приточного, наружного и рециркулирующего воздуха, соответственно (кДж/кг). Энтальпия и влагосодержание воздуха перед подогревателем первой ступени согласно приведенным уравнениям баланса будут:

$$H_c = \alpha H_3 + (1 - \alpha)H_1 = 0,51 \cdot 49 + (1 - 0,51) (-8,5) = 20,8 \text{ кДж/кг с. в.}$$

$$d_c = \alpha d_3 + (1 - \alpha)d_1 = 0,51 \cdot 10,3 + (1 - 0,51) 0,7 = 5,4 \text{ г/кг с. в.}$$

4. Находим положение точки П1 (параметры воздуха после подогревателя первой ступени кондиционера). Положение точки П1 на диаграмме находится на пересечении линии $d_c = \text{const}$ и изоэнтальпы H_0 . Параметры воздуха после подогревателя первой ступени определяются по положению на диаграмме точки П1, они равны:

$$t_{П1} = 27^\circ\text{C}, H_{П1} = H_c = 29,2 \text{ кДж/кг с. в.}$$

5. Для прямоточной системы положение точки П1 находится на пересечении линий постоянной энтальпии H_c и постоянного влагосодержания d_1 .

6. На диаграмме в итоге нанесены следующие процессы влажного воздуха:

процесс смешения двух потоков 1-С, 3-С;

подогрев воздуха в воздухоподогревателе 1-й ступени 1-П1 (прямоточная система) и С-П1 (система с рециркуляцией);

адиабатное увлажнение в камере орошения П1-О;

подогрев воздуха в воздухоподогревателе 2-й ступени О-2;

политропный процесс нагрева и увлажнения воздуха в обслуживаемом помещении.

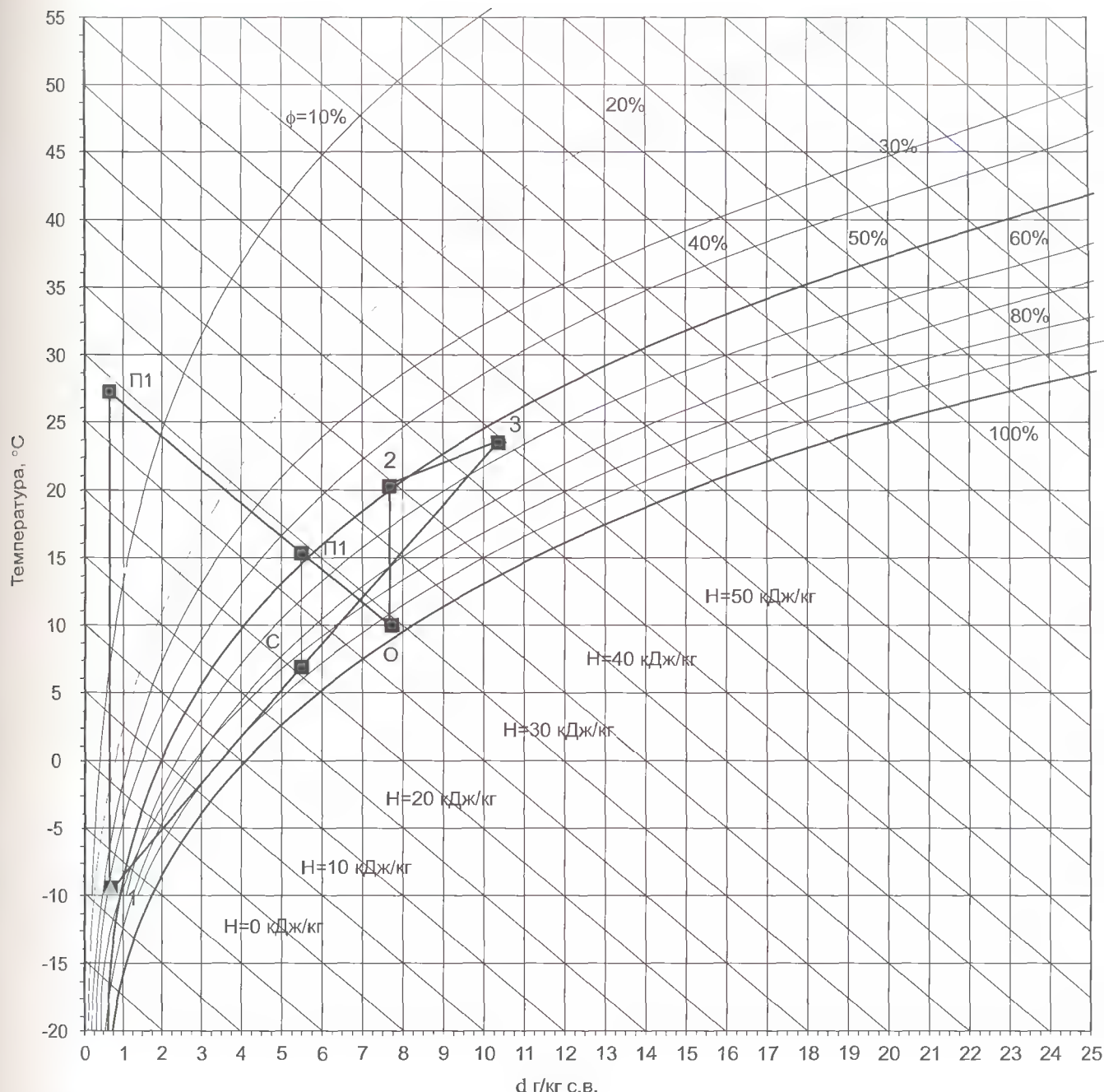


Рис. 4.5.4. Процессы обработки влажного воздуха в системе кондиционирования общественного здания

7. Рассчитываем энергосберегающий эффект от применения рециркуляции.

Затраты тепловой мощности в приточной системе:

$$Q_{пр} = G_0[(H_0 - H_1) + (H_2 - H_0)] = G_0(H_2 - H_1).$$

Затраты тепловой мощности в системе с рециркуляцией воздуха:

$$Q_p = G_0[(H_0 - H_c) + (H_2 - H_0)] = G_0(H_2 - H_c).$$

Экономия тепловой мощности:

$$\Delta Q = Q_{пр} - Q_p = G_0(H_c - H_1) = 12,44 [20,8 - (-8,5)] = 364,5 \text{ кВт}.$$

Аналитический расчет

1. Рассчитываем энтальпию влажного воздуха (параметры воздуха 1 и 3) по формуле:

$$H = C_v t + d(r_0 + C_{п1} t) H_1 = -8,4 \text{ кДж/кг с. в.}, \\ H_3 = 49,5 \text{ кДж/кг с. в.}$$

2. Рассчитываем энтальпию воздуха после смешения:

$$H_c = a H_3 + (1 - a) H_1 = 0,51 \cdot 49,5 - (1 - 0,51) \cdot 8,4 = 21,1 \text{ кДж/кг с. в.}$$

3. Экономия тепловой мощности:

$$\Delta Q = Q_{пр} - Q_p = G_0(H_c - H_1) = 12,44(21,1 - (-8,4)) = 367 \text{ кВт}.$$

5.7. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ЧАСТОТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПО ВОЗДУХУ ВЕНТИЛЯТОРОВ СИСТЕМ ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ВОЗДУХА

Сравним годовое потребление энергоресурсов системой вентиляции образовательного учреждения, расположенного в Москве, при круглосуточной работе с максимальной нагрузкой и при работе в следующем режиме теплопотребления:

Интервалы часов в сутки	Тепловая нагрузка, в % от Q_B^p
6–8	70 %
8–18	100 %
18–6	30 %

Максимальная часовая вентиляционная нагрузка $Q_B^p = 1,09$ Гкал/ч. Расчетная температура внутреннего воздуха равна $t_B = 20$ °С. Расчетная температура наружного воздуха $t_H^p = -28$ °С. Продолжительность отопительного периода — 214 суток, средняя температура наружного воздуха за отопительный период — $t_H^{cp} = -3,1$ °С. Коэффициент аэродинамической характеристики вентиляционной сети равен

$$k_c = 3 \cdot 10^{-8} \text{ кг} \cdot \text{ч}^2 / (\text{м}^8).$$

Средняя за отопительный период вентиляционная нагрузка равна:

$$Q_B^{cp} = [Q_B^p (t_B - t_H^{cp}) / (t_B - t_H^p)] = 1,09 (20 + 3,1) / (20 + 28) = 0,525 \text{ Гкал/ч}.$$

Расход теплоты за отопительный период при полной производительности по воздуху равен:

$$Q_{B\Theta}^{ot} = [Q_B^p (t_B - t_H^{cp}) / (t_B - t_H^p)] n_o = 1,09 (20 + 3,1) / (20 + 28) \cdot 214 \cdot 24 = 2694 \text{ Гкал/год}.$$

Применение энергосберегающего графика работы вентиляционной системы (см. выше) позволяет снизить теплопотребление приточной системой до расчетного значения, равного:

$$Q_{B\Theta}^{ot} = Q_B^{cp} [2 \cdot 0,7 + 10 + 12 \cdot 0,3] Z_o = 0,525 (15) \cdot 214 = 1685 \text{ Гкал/год}.$$

где: Z_o — продолжительность отопительного периода в сутках.

Экономия теплопотребления в результате реализации экономного графика работы вентиляции составит:

$$\Delta Q = 2694 - 1685 = 1009 \text{ Гкал/год},$$

или $1,961 \cdot 10^6$ кВт · ч тепловой энергии.

Вторая составляющая экономии энергоресурсов представлена электроэнергией, расход которой приходится на привод вентилятора. Что касается расхода тепловой энергии, то не важно, как регулируется расход воздуха. В формулы для расхода тепловой энергии входит только часовой расход теплоты.

Максимальный массовый расход воздуха в системе вентиляции может быть рассчитан как:

$$G = Q_B^{cp} \cdot 10^9 / (c_p (t_B - t_H^{cp}) \cdot \rho) = 0,525 \cdot 10^9 / ((1005/4,19) \cdot (20 + 3,1) \cdot (353/(273 + 20))) = 78600 \text{ м}^3/\text{ч},$$

где: c_p — теплоемкость воздуха, кал/(кг · К); ρ — плотность воздуха, кг/м³.

В соответствии с предлагаемым графиком работы вентиляционной системы расходы воздуха при 70 и 30 % производительности составят, соответственно, 55 000 и 24 000 м³/ч.

Далее возможны два пути регулирования производительности системы вентиляции по воздуху:

дросселирование с помощью шиберной заслонки;

регулирование производительности по воздуху с применением частотно-регулируемого привода электродвигателя вентилятора.

В первом случае регулирование производится изменением коэффициента аэродинамической характеристики вентиляционной сети (степенью открытия заслонки), во втором — изменением скорости вращения вентилятора.

На рис. 4.5.5 сплошными линиями представлены характеристики вентилятора при различных скоростях вращения: от максимальной, равной 650 об/мин (верхняя кривая), до минимальной при предлагаемой производительности системы (30 % от максимальной — нижняя сплошная кривая). Переход от одной к другой характеристике на практике осуществляется с помощью частотно-регулируемого электропривода.

Штрихпунктирные линии на рис. 4.5.5 представлены характеристиками аэродинамической сети. Крайняя правая линия представляет характеристику сети при полностью открытой заслонке ($k_c = 3 \cdot 10^{-8}$ кг · ч²/м⁸). Две кривые, лежащие левее, — характеристики сети при прикрытой заслонке, регулирующей расход воздуха в системе. Рабочие точки вентилятора в случае регулирования расхода с помощью заслонки представлены на рис. 4.5.5 точками пересечения верхней характеристики вентилятора и характеристиками сети при различных коэффициентах аэродинамического

сопротивления вентиляционной сети. Характеристика сети описывается уравнением:

$$\Delta p = \frac{1}{3600 \times 9,86} \left[\sum_{i=1}^{N_1} \frac{\xi_i \rho L_i}{2 d_i F_i^2} + \sum_{j=1}^{N_2} \frac{\xi_j \rho}{2 F_j^2} \right] \times L^2 = k_c \times L^2.$$

где: Δp — падение давления в сети, кг/м²; ξ_i — коэффициент сопротивления трения; ρ — плотность воздуха, кг/м³; L_i — длина i -го участка сети, м; d_i — гидравлический диаметр i -го участка сети, м; F_i — площадь сечения i -го участка сети, м²; ξ_j — коэффициент местного сопротивления (j — номер местного сопротивления); N_1 и N_2 — количество прямолинейных участков сети и местных сопротивлений соответственно; L — объемный расход воздуха, м³/ч; k_c — коэффициент характеристики сети, кг · ч²/м⁸.

В случаях регулирования частоты вращения вентилятора рабочие точки представлены точками пересечения сплошных линий — характеристик вентилятора и неизменной в этом случае характеристики сети (крайняя правая штрихпунктирная линия).

Характеристики вентилятора при производительностях по воздуху, составляющих 70 и 30 % от полной, пересчитывались по следующим соотношениям:

$$\frac{L_1}{L_2} = \frac{n_1}{n_2}; \frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{n_1}{n_2} \right)^2;$$

где: L — объемный расход воздуха в системе, м³/ч; H — полное давление, создаваемое вентилятором, кг/м² (мм вод. ст.); n — скорость вращения вентилятора, об/мин. При полной производительности за основу взята характеристика центробежного вентилятора серии ЦВ 55 (№ 12). Результаты расчетов по зависимостям (4.5.29) и (4.5.30) приведены на рис. 4.5.5.

Графики на рис. 4.5.5 наглядно представляют преимущество регулирования расхода путем изменения числа оборотов вентилятора. Известно, что потребляемая электрическая мощность пропорциональна произведению расхода на полную потерю давления в

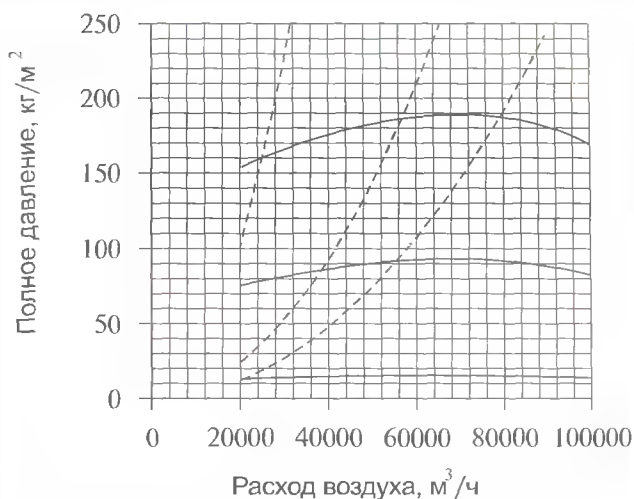


Рис. 4.5.5. Характеристики вентилятора и аэродинамической сети при различных способах регулирования расхода воздуха

сети (в рабочей точке вентилятора эта потеря равна полному давлению, создаваемому вентилятором). Из рис. 4.5.5 видно, что при регулировании скорости вращения вентилятора уменьшение расхода приводит к более существенному снижению потребляемой мощности. Количественные оценки приведены в табл. 4.5.7. Мощность, потребляемая вентилятором (в кВт), рассчитывалась по формуле [27]:

$$P = \frac{L H k}{3600 \times 102 \eta},$$

где: L — производительность вентилятора, м³/ч; H — полная потеря давления в сети, кг/м²; k — коэффициент увеличения мощности с учетом передачи (для ременной передачи принимается 1,08–1,15); η — КПД вентилятора (берется из каталогов). В расчетах полный напор (потеря в сети) брался по рабочим точкам на графиках на рис. 4.5.5. Коэффициент k принимался равным 1,08, а КПД — 0,5.

Потребляемая мощность и суточное потребление электроэнергии при различных способах регулирования производительности вентилятора

$L, \text{ м}^3/\text{ч}$	Полный напор. Регулирование заслонкой $H, \text{ кг/м}^2$	Полный напор. Частотное регулирование $H, \text{ кг/м}^2$	Потребляемая мощность. Регулирование заслонкой $P, \text{ кВт}$	Потребляемая мощность. Частотное регулирование $P, \text{ кВт}$	Потребление электроэнергии за сутки. Регулирование заслонкой $Q_3, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$	Потребление электроэнергии за сутки. Частотное регулирование $Q_3, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$	$\Delta Q_3, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$
24 000	160	15	25,1	2,4	301,2	28,2	272,9
55 000	185	90	66,5	32,4	133,0	64,7	68,3
78 000	190	190	96,9	96,9	968,6	968,6	0,0
ИТОГО:					1402,8	1061,6	341,2

Для сравнения: при круглосуточной работе вентилятора с полной нагрузкой потребление электроэнергии составляет 2325,6 кВт·ч. Соблюдение предлагаемого графика работы вентиляции обеспечивает суточную экономию электроэнергии в количестве 922,8 кВт·ч или 1264 кВт·ч, в зависимости от способа регулирования производительности вентилятора. Из табл. 4.5.7 видно, что применение частотно-регулируемого электропривода вентилятора позволяет дополнительно экономить 341 кВт·ч электроэнергии в сутки, что составляет примерно 24 % от электропотребления вентилятора при регулировании расхода заслонкой.

5.8. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ПОФАСАДНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ПОДАЧИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В СИСТЕМУ ОТОПЛЕНИЯ

Местное пофасадное регулирование отпуска тепла на отопление в индивидуальных тепловых пунктах (ИТП) применяется при условии разделения системы отопления по фасадам здания. При отсутствии пофасадного разделения системы отопления здания применяется местное (общедомовое) или индивидуальное регулирование расхода теплоносителя в приборах отопления. В основе пофасадного регулирования лежит учет влияния на теплопотребление здания таких факторов, как скорость ветра и солнечное излучение. Эти факторы индивидуальны для каждого из фасадов и зависят от ориентации фасадов относительно сторон света. В зависимости от сочетания указанных факторов может быть предложен индивидуальный график подачи теплоносителя в систему отопления фасада.

Математические модели регулирования подробно изложены в монографии [13]. Здесь, используя результаты, полученные в [13], сделаем оценки потенциала энергосбережения при пофасадном регулировании отпуска тепла на ИТП с учетом скорости ветра.

Проведем оценки энергосбережения жилых зданий, расположенных в Центральной части России в климатической зоне со средней январской температурой от -4 до -14 °C и средней скоростью ветра за отопительный период не превышающей 5 м/с. За расчетную скорость примем скорость ветра $V_p = 5$ м/с. Условная расчетная часовая нагрузка здания $Q_o^p = 1$ Гкал/ч. Расчетная температура внутреннего воздуха равна $t_{в} = 20$ °C.

Эмпирическая зависимость для часового расхода тепла на отопление наветренного фасада здания за

рассматриваемый период времени, учитывающая влияние ветра, согласно [13] записывается как:

$$Q_0^{Hi} = \frac{1}{2} \left\{ (+Q_6 \frac{t_{в} - t_{н}^{ci}}{t_{в} - t_{н}^p} [a + (1 - a)(V_i/V_p)^2] - Q_6 \right\}.$$

Для заветренного фасада ($V_i = 0$) удельное теплопотребление определяется по следующей формуле:

$$Q_0^{3i} = \frac{1}{2} \left\{ (Q_0^p + Q_6) \frac{t_{в} - t_{н}^{ci}}{t_{в} - t_{н}^p} a - Q_6 \right\}.$$

В формулах (4.5.32) и (4.5.33) использованы следующие обозначения: Q_0^p — максимальное расчетное потребление тепловой энергии системой отопления при расчетной температуре наружного воздуха ($t_{н}^p$) и скорости ветра (V_p), кВт (Гкал/ч); Q_6 — бытовые тепловыделения, кВт (Гкал/ч); $t_{в}$ — расчетная температура внутренней среды, °C; $t_{н}^{ci}$ — текущая, средняя за рассматриваемый период, температура наружного воздуха, °C; $t_{н}^p$ — расчетная температура наружного воздуха, °C; V_p — расчетная скорость ветра, м/с; V_i — текущая, средняя за рассматриваемый период, скорость ветра на уровне среднего этажа, м/с; a — безразмерный коэффициент, учитывающий влияние ветра на теплопотребление здания. Если расчет теплопотребления выполняется при скорости ветра, равной $V_p = 0$, то коэффициент a в формулах (4.5.32) и (4.5.33) равен 1 и суммарное (по двум фасадам) теплопотребление здания без учета влияния ветра на теплопотери будет:

$$Q_o^i = \left\{ (Q_o^p + Q_6) \frac{t_{в} - t_{н}^{ci}}{t_{в} - t_{н}^p} - Q_6 \right\}.$$

Формула (4.5.34) аналогична (4.2.9), если пренебречь зависимостью инфильтрации от текущей наружной температуры, но учесть бытовые тепловыделения (что часто не делается для жилых зданий, хотя их учет — одна из возможностей корректировки графика подачи теплоносителя и, как следствие, энергосбережения). Опыт эксплуатации зданий [13] показывает, что значения коэффициента a при расчетных скоростях ветра 2, 5 и 10 м/с равны соответственно 0,94, 0,78 и 0,51. Практически это означает, что, например, расчетное теплопотребление при нулевой скорости ветра от расчетного теплопотребления при расчетной скорости в 10 м/с будет отличаться почти в два раза.

Суммарное теплотребление при пофасадном отпуске тепла складывается из двух составляющих [4.5.32] и [4.5.33]:

$$Q_{ov}^i = (Q_0^p + Q_6) \frac{t_b - t_n^{ci}}{t_b - t_n^p} \times \left[a + \frac{1-a}{2} (V_i/V_p)^2 \right] - Q_6.$$

Далее рассмотрим два случая:

- влияние ветра при отпуске тепла учитывается, но пофасадное регулирование отсутствует, то есть отпуск тепла на оба фасада осуществляется как для наветренного;
- отпуск тепла проводится по температурному графику, не учитывающему влияние ветра на теплопотери здания, без пофасадного регулирования.

В первом случае перерасход тепловой энергии из-за отсутствия пофасадного регулирования составит в абсолютном исчислении (кВт или Гкал/ч):

$$\Delta Q_{ov}^i = Q_0^{hi} - Q_0^{3i} = (Q_0^p + Q_6) \frac{t_b - t_n^{ci}}{t_b - t_n^p} \left[\frac{1-a}{2} (V_i/V_p)^2 \right];$$

или относительно расчетного теплотребления (в долях):

$$\frac{Q_{ov}^i}{Q_0^p} = (1 + \bar{Q}_6) \frac{t_b - t_n^{ci}}{t_b - t_n^p} \times \left[\frac{1-a}{2} (V_i/V_p)^2 \right],$$

где: $\bar{Q}_6$ — относительные бытовые тепловыделения ($\bar{Q}_6 = Q_6/Q_0^p$).

Во втором случае перерасход тепловой энергии по сравнению с пофасадным регулированием отпуска тепла будет (кВт или Гкал/ч):

$$\Delta Q_0^i = Q_0^i - Q_{ov}^i = (Q_0^p + Q_6) \frac{t_b - t_n^{ci}}{t_b - t_n^p} \times \left[1 - a - \frac{1-a}{2} (V_i/V_p)^2 \right];$$

или относительно расчетного теплотребления (в долях):

$$\frac{\Delta Q_0^i}{Q_0^p} = (1 + \bar{Q}_6) \frac{t_b - t_n^{ci}}{t_b - t_n^p} \left[1 - a - \frac{1-a}{2} (V_i/V_p)^2 \right].$$

Пример расчета для условий Москвы при $\bar{Q}_6 = 0,15$. При расчете пользуемся климатическими параметрами из СНиП «Строительная климатология» [6], приведенными в табл. 4.5.8. Расчеты проводятся для отопительного периода:

$$\frac{\Delta Q_0^i}{Q_0^p} = (1 + 0,15) \frac{20 + 3,1}{20 + 28} \left[\frac{1 - 0,78}{2} (3,8/5)^2 \right] = 0,035,$$

$$\frac{\Delta Q_{ov}^i}{Q_0^p} = (1 + 0,15) \frac{20 + 3,1}{20 + 28} \times \left[1 - 0,78 - \frac{1 - 0,78}{2} (3,8/5)^2 \right] = 0,087.$$

Потенциал энергосбережения за отопительный период в случае внедрения пофасадного регулирования отпуска тепла на ИТП составит (при расчетном теплотреблении 1 Гкал/ч):

$$\Delta Q_{ov}^i = 1 \times 0,035 \times 214 \times 24 = 179,8 \text{ Гкал/год},$$

$$\Delta Q_0^i = 1 \times 0,087 \times 214 \times 24 = 446,8 \text{ Гкал/год}.$$

Результаты расчетов для других населенных пунктов выбранной климатической зоны приведены в табл. 4.5.8.

Обозначения в таблице: t_n^p — температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,92; t_n^{ci} — средняя температура воздуха, °С, периода со среднесуточной температурой воздуха ≤ 8 °С; V_i — средняя скорость ветра, м/с, за период со среднесуточной температурой воздуха ≤ 8 °С.

В среднем без учета бытовых тепловыделений экономия тепловой энергии может составить от 200 до 337 Гкал/год (при расчетном теплотреблении 1 Гкал/ч), или соответственно 4 и 6,7 %. С учетом бытовых тепловыделений эта экономия может быть увеличена примерно до 5–8 %.

Приводимые цифры относятся к средним за отопительный период. По данным, приводимым в монографии [13] с учетом только скорости ветра, изменяющейся в диапазоне от 0 до 5 м/с, и бытовых тепловыделений, составляющих 20 % от расчетного теплотребления, экономия может составить 6–12 %, а с учетом солнечной радиации — 9–16 %.

**Климатические параметры и потенциал энергосбережения при пофасадном регулировании
телопотребления зданиями, расположенными в различных населенных пунктах**

Населенный пункт	Климатические параметры из СНиП 23-01-99			Потенциальное энергосбережение при пофасадном регулировании отпуска тепла (в % от расчетного теплопотребления в единицу времени)					
	$t_{\text{н}}^{\text{р}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{н}}^{\text{с.и}}, ^\circ\text{C}$	$V_i, \text{м/с}$	$\frac{\Delta Q_{\text{ов}}^i}{Q_0^{\text{р}}}, \%$			$\frac{\Delta Q_0^i}{Q_0^{\text{р}}}, \%$		
				$\overline{Q_6} = 0$	0,15	0,2	$\overline{Q_6} = 0$	0,15	0,2
Белгород	-23	-1,9	5,3	6,3	7,2	7,6	4,9	5,6	5,9
Брянск	-26	-2,3	4,7	4,7	5,4	5,7	6,0	6,8	7,1
Владимир	-28	-3,5	3,4	2,5	2,9	3,0	8,3	9,5	9,9
Воронеж	-26	-3,1	4,2	3,9	4,5	4,7	7,2	8,2	8,6
Калуга	-27	-2,9	3,9	3,3	3,7	3,9	7,5	8,6	9,0
Кострома	-31	-3,9	4,9	5,0	5,7	5,9	5,4	6,2	6,4
Курск	-26	-2,4	4,4	4,1	4,8	5,0	6,6	7,5	7,9
Липецк	-27	-3,4	4,8	5,0	5,8	6,1	5,9	6,8	7,1
Санкт-Петербург	-26	-1,8	2,8	1,6	1,9	2,0	8,8	10,1	10,5
Йошкар-Ола	-34	-5,1	4,7	4,5	5,2	5,4	5,7	6,6	6,8
Москва	-28	-3,1	3,8	3,1	3,5	3,7	7,5	8,7	9,0
Нижний Новгород	-31	-4,1	3,7	2,8	3,3	3,4	7,5	8,7	9,1
Новгород	-27	-2,3	4,6	4,4	5,1	5,3	6,0	6,9	7,2
Орел	-26	-2,7	4,8	5,0	5,8	6,0	5,9	6,7	7,0
Великие Луки	-27	-1,9	4,2	3,6	4,2	4,3	6,6	7,6	8,0
Псков	-26	-1,6	3,9	3,1	3,6	3,8	7,2	8,3	8,6
Рязань	-27	-3,5	4,8	5,1	5,8	6,1	5,9	6,8	7,1
Самара	-30	-5,2	4	3,5	4,1	4,3	7,5	8,7	9,0
Смоленск	-26	-2,4	5	5,4	6,2	6,4	5,4	6,2	6,4
Тамбов	-28	-3,7	4	3,5	4,0	4,2	7,4	8,5	8,9
Казань	-32	-5,2	4,3	3,9	4,5	4,7	6,7	7,7	8,1
Тула	-27	-3	4	3,4	4,0	4,1	7,3	8,4	8,8
Ярославль	-31	-4	4,3	3,8	4,4	4,6	6,5	7,5	7,8
Среднее значение:				4,0	4,6	4,8	6,7	7,7	8,0

5.9. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ТЕРМОРЕГУЛЯТОРОВ

Терморегуляторы представляют собой регулирующие клапаны, автоматически изменяющие расход воды через отопительный прибор в зависимости от температуры воздуха внутри отапливаемого помещения. Конструктивно регулирующий клапан и термoeлемент, измеряющий температуру и управляющий работой клапана, могут быть выполнены раздельно или совмещены в одном устройстве.

Терморегуляторы устанавливаются на каждый отопительный прибор и автоматически поддерживают заданную температуру в помещении в результате изменения расхода воды через прибор.

В зависимости от типа системы отопления применяют регулирующие клапаны для одноконтурных или двухконтурных систем. Клапаны, которые применяются в двухконтурных схемах, являются клапанами повышенного гидравлического сопротивления. Клапаны, предназначенные для использования в одноконтурных системах отопления, представляют собой проходные клапаны пониженного гидравлического сопротивления. В одноконтурных системах целесообразно применять трехходовые терморегуляторы, обеспечивающие удобное подключение к прибору и монтаж замыкающего участка.

Выбор термoeлемента зависит от условий размещения отопительного прибора и терморегулятора. Все термoeлементы являются универсальными и могут применяться с любыми регулируемыми клапанами данной фирмы.

Автоматическое регулирование температуры воздуха в помещении возможно как с помощью простых радиаторных терморегуляторов с жидкостными датчиками, не требующих вспомогательного питания, так и электронных регуляторов с электрическими приводами.

Экономия тепловой энергии при применении индивидуального регулирования достигается за счет уменьшения расхода теплоносителя в случаях:

- поступления тепла в помещение от бытовых тепловыделений (Q_6);
- поступления тепла в помещение за счет солнечной радиации (Q_c);
- снижения установленной на терморегуляторе температуры в жилых помещениях в ночное время;
- снижения установленной на терморегуляторе температуры в административно-бытовых и общественных зданиях в нерабочее время и в выходные дни.

Рассмотрим влияние поступления тепла в помещение от бытовых тепловыделений на температуру воз-

духа. Для примера предположим, что горячая вода на нужды отопления подается по графику 105/70 °C с учетом температуры наружного воздуха. Расчетная температура наружного воздуха равна $t_n^p = -28$ °C, расчет-

ная температура воздуха в помещении — $t_v^p = 18$ °C.

При соблюдении графика подачи теплоносителя и отсутствии бытовых тепловыделений температура внутри помещения не должна изменяться с изменением наружных условий. При качественном регулировании отпуска тепла (по принятому температурному графику), при котором расход теплоносителя не регулируется, бытовые тепlopоступления будут повышать температуру в помещении. Компенсировать это повышение температуры можно уменьшением расхода воды через отопительные приборы при помощи терморегуляторов. Следовательно, чтобы оценить эффект от применения индивидуальных терморегуляторов, надо рассчитать повышение температуры от бытовых тепловыделений и уменьшение расхода при снижении внутренней температуры до расчетного значения в результате действия терморегуляторов. Для этого воспользуемся уравнением теплового баланса помещения, которое запишем с учетом бытовых тепловыделений:

$$Q_o^p = Q_{отр} + Q_{инф} - Q_6,$$

или

$$Q_o^p = Q_{пот} - Q_6,$$

где: Q_o^p — расчетная нагрузка по отоплению помещения при расчетной температуре наружного воздуха (t_n^p), кВт (Гкал/ч); $Q_{отр}$ — трансмиссионные тепlopотери через ограждающие конструкции, определяемые по (4.2.25), кВт (Гкал/ч); $Q_{инф}$ — расход теплоты на нагрев инфильтрующегося наружного воздуха, определяемый по (4.2.26), кВт (Гкал/ч); Q_6 — бытовые тепlopоступления, кВт (Гкал/ч), которые находятся по формуле (4.2.27); $Q_{пот}$ — суммарные тепlopотери помещения, кВт (Гкал/ч). Доля каждой из составляющих теплового баланса может быть представлена зависимостями (4.5.42)–(4.5.44):

$$\frac{Q_{пот}}{Q_o^p} + \frac{Q_6}{Q_o^p} = 1,$$

$$\frac{Q_o^p}{Q_{пот}} + \frac{Q_6}{Q_{пот}} = 1,$$

$$\frac{Q_6}{Q_{пот}} = 1 - \frac{1}{1 + Q_6},$$

где: $\bar{Q}_6$ — относительные бытовые тепловыделения ($\bar{Q}_6 = Q_6/Q_0^p$).

Согласно (4.2.25) и (4.2.26) суммарные теплопотери помещения составляют:

$$Q_{\text{пот}} = (K_m^{tr} + K_m^{inf})(t_B^p - t_H^p)A_e^{sum} = K_m(t_B^p - t_H^p)A_e^{sum},$$

где: K_m^{tr} — приведенный трансмиссионный коэффициент совокупности ограждающих конструкций, кВт/(м² · °С);

K_m^{inf} — приведенный инфильтрационный коэффициент теплопередачи ограждающих конструкций, кВт/(м² · °С);

t_B^p — расчетная температура внутренней среды, °С;

t_H^p — расчетная температура наружного воздуха, °С;

A_e^{sum} — общая площадь наружных ограждающих конструкций, м².

Расчетная нагрузка по отоплению может быть представлена как

$$Q_0^p = G_0^p c_p (t_{\pi}^p - t_0^p),$$

где: G_0^p — расход теплоносителя при расчетных температурах, кг/с; c_p — теплоемкость воды, кДж/(кг · °С);

t_{π}^p — температура воды в подающем трубопроводе при расчетной температуре наружного воздуха, °С;

t_0^p — температура воды в обратном трубопроводе при расчетной температуре наружного воздуха, °С. С учетом (4.5.45) и (4.5.46) уравнение теплового баланса помещения (4.5.41) можно записать как

$$K_m(t_B^p - t_H^p)A_e^{sum} = G_0^p c_p (t_{\pi}^p - t_0^p) + Q_6.$$

Для текущих значений температуры наружного воздуха (t_H) и внутренней среды (t_B), отличных от расчетных, уравнение баланса будет

$$K_m(t_B - t_H)A_e^{sum} = G c_p [t_{\pi}(t_H) - t_0(t_H)] + Q_6,$$

где: $t_{\pi}(t_H)$ и $t_0(t_H)$ — температуры воды в подающем и обратном трубопроводе, соответственно, при текущей наружной температуре t_H (принимаются согласно графику подачи теплоносителя [5]). Из уравнений (4.5.47) и (4.5.48) можно получить зависимость внутренней температуры от наружной, учитывая, что при централизованном качественном регулировании подачи теплоносителя по графику расход воды остается

неизменным, т. е. $G_0^p = G$. Эта зависимость представлена уравнением (4.5.49).

$$t_B(t_H) = t_H + (t_B^p - t_H^p) \frac{t_{\pi}(t_H) - t_0(t_H)}{t_{\pi}^p - t_0^p} + \frac{Q_6}{Q_{\text{пот}}} (t_B^p - t_H^p) \left[1 - \frac{t_{\pi}(t_H) - t_0(t_H)}{t_{\pi}^p - t_0^p} \right].$$

Оценим уменьшение расхода (относительно расчетного) при поддержании в помещении заданной температуры с помощью терморегулятора. Будем считать, что заданная температура равна расчетной (t_B^p). Запишем уравнение теплового баланса помещения вида (4.5.48), в котором расход теплоносителя меньше расчетного (G_1), а температура внутренней среды

$t_B = t_B^p$:

$$K_m(t_B^p - t_H)A_e^{sum} = G_1 c_p [t_{\pi}(t_H) - t_0(t_H)] + Q_6.$$

Из уравнений (4.5.48) и (4.5.50) получаем (учитывая, что $G_0^p = G$)

$$\frac{\Delta G}{G_0^p} = 1 - \frac{t_B^p - t_H}{t_B(t_H) - t_H} = \frac{t_B(t_H) - t_B^p}{t_H(t_H) - t_H},$$

где: ΔG — разность расходов воды в радиаторах отопления в случаях только качественного регулирования подачи теплоносителя и качественного и количественного регулирования с применением индивидуальных радиаторных терморегуляторов.

Поскольку тепловая нагрузка пропорциональна разности температур теплоносителя $t_{\pi}(t_H) - t_0(t_H)$, которая принимается постоянной при текущей наружной температуре, то ее относительное уменьшение при работе терморегуляторов можно записать как

$$\frac{\Delta Q}{Q_0^H} = 1 - \frac{t_B^p - t_H}{t_B(t_H) - t_H} = \frac{t_B(t_H) - t_B^p}{t_H(t_H) - t_H},$$

где: Q_0^H — тепловая нагрузка по отоплению помещения при текущей температуре наружного воздуха t_H и расходе теплоносителя G_0^p .

Расчеты по зависимостям (4.5.49) и (4.5.52) при средней за отопительный период температуре наружного воздуха $-3,1$ °С (для климатических условий Москвы) показывают, что экономия тепловой энергии при уровне бытовых тепловыделений от 0,1 до 0,2 может составить 9–6 % от текущей нагрузки по отоплению (см. табл. 4.5.9). Представленные расчеты дают верхнюю оценку текущей экономии. При расчетах экономии тепла за определенный период следует учитывать неравномерность бытовых тепловыделений в течение суток.

Экономия тепловой энергии (в % от нагрузки Q_0^H) при индивидуальном регулировании расхода теплоносителя через отопительные приборы и различных относительных бытовых тепловыделениях

Температура наружного воздуха, °C	Температурный график подачи теплоносителя [5]. Температура воды, °C		Экономия тепловой энергии (в % от нагрузки Q_0^H) при индивидуальном регулировании расхода		
	в подающем трубопроводе	в обратном трубопроводе	$\bar{Q}_6=0,1$	$\bar{Q}_6=0,15$	$\bar{Q}_6=0,2$
8	39,7	34,2	25,1	32,3	37,8
5	45	37,9	18,8	24,9	29,8
0	53,3	43,6	11,5	16,1	19,9
-5	61,3	48,8	8,0	11,3	14,0
-10	69	53,8	5,1	7,4	9,3
-15	76,4	58,5	3,0	4,4	5,7
-20	83,7	63	1,7	2,5	3,3
-25	90,8	67,4	0,4	0,7	0,9
-28	95,1	70	0,0	0,0	0,0

Оценки относительной экономии тепла при снижении температуры в помещении в ночное время и в выходные дни, а также при снижении температуры, задаваемой индивидуальными регуляторами, может быть оценена по формулам, вид которых подобен формуле (4.5.52). В этих случаях в знаменателе формулы (4.5.52) разность текущих температур внутреннего и наружного воздуха следует заменить на разность расчетных температур, а в числителе возможное снижение температуры за счет тепловыделений заменить на допустимое снижение температуры внутреннего воздуха в ночное время, в выходные дни. Допустимое ночное снижение температуры в жилых и в нерабочее время в административных и общественных зданиях регламентируется требованиями СНиП [9]. С учетом сделанных замечаний относительная экономия тепловой энергии от снижения внутренней температуры, регулируемой индивидуальными терморегуляторами, составит [13]:

$$\frac{\Delta Q_{\text{ноч}}}{Q_0^P} = \frac{t_v^P - t_c}{t_v^P - t_n^{\text{CP}}} \times \frac{n_c}{n_{\text{сут}}},$$

$$\frac{\Delta Q_{\text{вых}}}{Q_0^P} = \frac{t_v^P - t_c}{t_v^P - t_n^{\text{CP}}} \times \frac{n_{\text{вых}}}{n_{\text{нед}}},$$

где: $(t_v^P - t_c)$ — допустимое снижение температуры внутреннего воздуха в ночное время или в выходные дни, °C; t_c — температура воздуха после снижения, °C; t_n^{CP} — средняя за отопительный период температура наружного воздуха, °C; n_c — количество ночных

часов со сниженной температурой; $n_{\text{сут}}$ — количество часов в сутках; $n_{\text{вых}}$ — количество часов в выходные дни, $n_{\text{нед}}$ — количество часов в неделе.

Формулы (4.5.53) и (4.5.54) дают уменьшение потребления тепловой энергии относительно тепловой нагрузки по отоплению средней за отопительный период. По данным [13] для административного здания $\frac{\Delta Q_{\text{ноч}}}{Q_0^P} = 8 \%$, а $\frac{\Delta Q_{\text{вых}}}{Q_0^P} = 3 \%$. Расчеты были сделаны

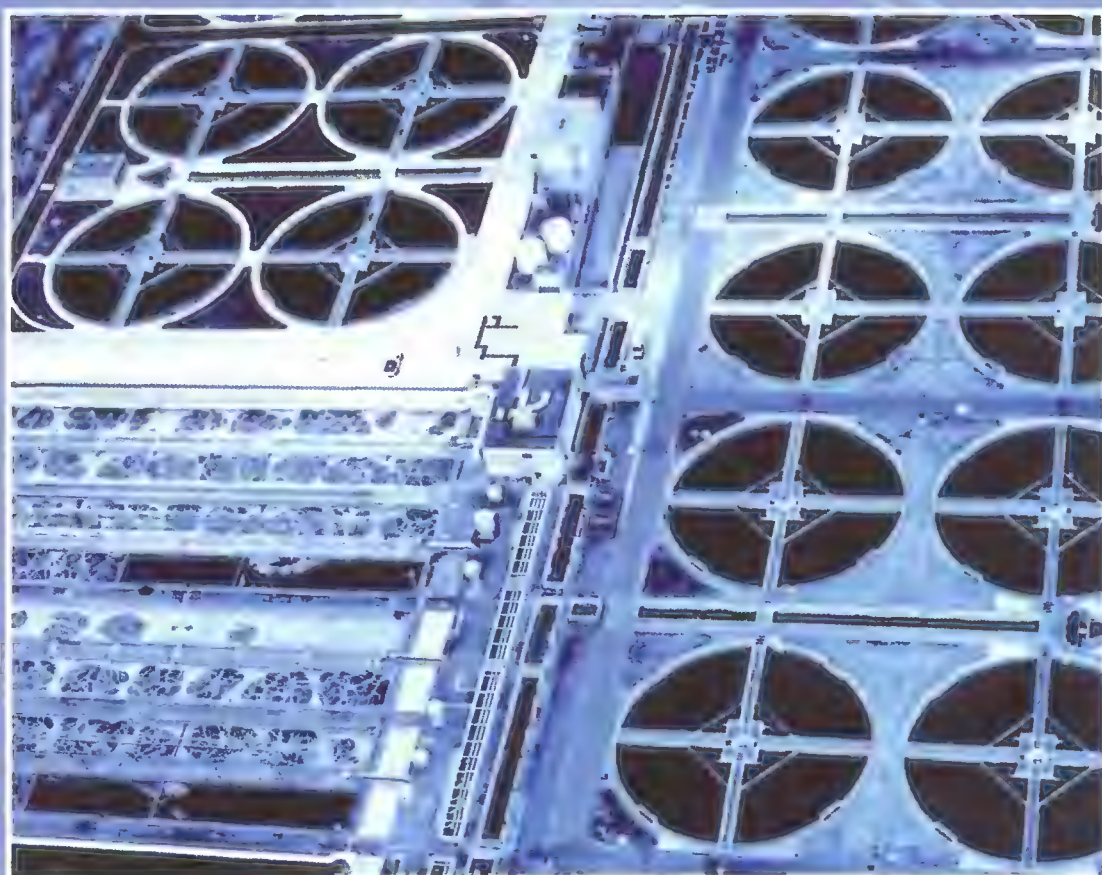
для средней наружной температуры $t_n^{\text{CP}} = -3,2 \text{ } ^\circ\text{C}$. С учетом влияния солнечной радиации, которое оценивается в 1,5 % [13], максимальная суммарная экономия от применения индивидуальных терморегуляторов в административном здании может составить 12,5 % от средней отопительной нагрузки.

Библиографический список к разделу 4

- ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- ГОСТ 30494-96. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях.
- СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: Санитарные правила и нормы. — М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997.
- СНиП 31-05-2003. Общественные здания административного назначения.
- Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: Справочник / Манюк В. И., Каплинский Я. И., Хиж Э. Б. и др. М.: Стройиздат, 1988. — 432 с.
- СНиП 23-01-99. Строительная климатология.
- МГСН 3.01-96. Система нормативных документов в строительстве. Московские городские строительные нормы. Жилые здания.
- МГСН 2.01-99. Энергосбережение в зданиях. Нормативы по теплозащите и тепловодоснабжению.
- СНиП 45-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.
- СНиП 2.04.01-85*. Внутренний водопровод и канализация зданий / Минстрой России. — М.: ГП ЦПП, 1998.
- Шелгинский А. Я., Борисов К. Б. Вентиляция и кондиционирование воздуха в помещениях промышленных, общественных и жилых зданий. — М.: МЭИ, 1999. — 88 с.
- Энергоаудит и нормирование расходов энергоресурсов: Сборник методических материалов / НГТУ, НИЦЭ. — Н. Новгород, 1998. — 260 с.
- Фаликов В. С. Энергосбережение в системах тепловодоснабжения зданий: Монография. — М.: ГУП «ВИМИ», 2001. — 164 с.
- Ананьев В. А., Седых И. В. Холодильное оборудование для современных центральных кондиционеров воздуха. Расчеты и методы подбора. Учебное пособие. — М.: «Евроклимат», издательство ООО «Диксис Трейдинг», 2001. — 96 с.
- Аксенов М. А. Тепловые сети. — М.:—Л.: Энергия, 1965. — 352 с.
- Козин В. Е., Левина Т. А. и др. Теплоснабжение: Учебное пособие для студентов вузов. — М.: Высшая Школа, 1980. — 408 с.

17. Аверкин А. Г. Примеры и задачи по курсу «Кондиционирование воздуха и холодоснабжение»: Учебное пособие. — 2-е изд., испр. и доп. — М.: АСВ, 2003. — 126 с.
18. Карпис Е. Е. Энергосбережение в системах кондиционирования воздуха. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Стройиздат, 1986. — 268 с.
19. Борисов Б. Г., Борисов К. Б. Отопление промышленных предприятий. М.: МЭИ, 1997. — 68 с.
20. Ефимов А. Л., Косенков В. И., Яковлев И. В. Промышленные и бытовые системы кондиционирования воздуха: Учебное пособие по курсу «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» / Под ред. Ю. М. Павлова. — М.: МЭИ, 1999. — 56 с.
21. Ефимов А. Л., Косенков В. И., Яковлев И. В. Системы кондиционирования воздуха. / Под ред. Ю. М. Павлова. — М.: МЭИ, 2002. — 48 с.
22. Горяев А. Б., Данилов О. Л. и др. Энергосбережение в энергетике и технологиях: Энергосбережение в низкотемпературных процессах и технологиях. М.: МЭИ, 2002. — 48 с.
23. Данилов О. Л., Горяев А. Б. и др. Энергоиспользование в теплоэнергетике и теплотехнологиях. Сборник задач: Учебное пособие по курсу «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях» — М.: Издательство МЭИ, 2005. — 52 с.
24. Данилов О. Л. и др. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: Учебное пособие по курсу «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях» — М.: МЭИ, 2004. — 64 с.
25. Данилов О. Л., Горяев А. Б., Яковлев И. В. Энергосбережение на промышленных предприятиях. Сборник задач. — М.: Изд-во МЭИ, 2005. — 48 с.
26. Методические указания по обеспечению теплотребляющих установок закрытых систем теплоснабжения и разработке мероприятий по энергосбережению / Отраслевой руководящий документ РФ 34.09.455-95 РАО «ЕЭС России», М., 1996.
27. Журавлев Б. А. Конструктивные элементы систем теплоснабжения и вентиляции. — М.: Государственное изд-во литературы по строительству и архитектуре, 1954. — 382 с.
28. Рысин С. А. Вентиляционные установки машиностроительных заводов. Справочник. — М.: Машгиз, 1956. 575 с.
29. Руководство по обогреву и энергосбережению. Выпуск 2, май 1998 г. Представительство Frico в России, Москва.
30. Стронгин А. С., Никулин М. В. К вопросу о расчете воздушно-тепловых завес. — АВОК, 2004. № 1. с. 60–62.
31. Матросов Ю. А. Нормативная база энергосбережения в зданиях на федеральном, региональном уровнях. Бюллетень строительной техники. — Июль 2004.
32. Энергосбережение в бюджетной сфере. Справочное пособие. А. И. Евиланов, В. М. Кулик, В. Я. Злобинский. — Екатеринбург, 1999 г.
33. Волковский Е. Г., Шустер А. Г. Экономия топлива в котельных установках. — Энергия, 1973.
34. Вагин Г. Я., Лоскутов А. Б. Экономия энергии в промышленности: Учебное пособие. — Нижний Новгород, 1998.
35. Информационный бюллетень теплоэнергоэффективных технологий № 3 за 1998 г. Таблица № 1 АЦТЭЭТ. — Санкт-Петербург, ББК 621.03 Т343.
36. Жук А. З., Козлов Б. М. Оптимизация систем отопления и водоснабжения. / Проблемы энергосбережения, Выпуск 9-10, 2002.
37. ГОСТ 26629-85. Метод тепловизионного контроля качества теплоизоляции ограждающих конструкций.
38. Данилов Н. И. Энергосбережение. Область высокой энергетической эффективности. — Екатеринбург, 1999.
39. Аничкин А. Г. Повышение энергетической эффективности количественного регулирования / Арктический СНиП, № 17, с. 27-32.
40. Энергосбережение. Серия «Энергосбережение» часть I, «Энергоаудит». — Москва, 1999.
41. СНиП-02-04-05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
42. Башмаков И. А. Региональная политика повышения энергетической эффективности от проблем к решениям. ЦЭНЭФ. — Москва, 1996.
43. Экономика в электроэнергетике и энергосбережение посредством рационального использования электро-технологий. Санкт-Петербург, Энергоатомиздат, 1998.
44. Теплоэнергоэффективные технологии. Информационный бюллетень № 31998.
45. Методы составления энергобалансов промышленных предприятий / Архипов Л. И., Горяев А. Б., Горбенко В. А. и др. — М.: МЭИ, 2002. — 48 с.
46. СНиП 3.05.01-85. Внутренние санитарно-технические системы.
47. ГОСТ 27322-87. Энергобаланс промышленного предприятия. Общие положения.
48. ГОСТ 30166-95. Ресурсосбережение. Основные положения.
49. СНиП 2.04.01-86. Тепловые сети. / Минстрой России. М.: ГП ЦПП, 1994. — 45 с.
50. СНиП 2.04.14-88. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. (Расчет нормативных потерь).
51. Нормы проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей (техуправление Минэнерго СССР, 1959 г.).
52. Теплоэнергоэффективные технологии. Информационный бюллетень АЦТЭЭТ 1-2, 1998 г. — с. 38.
53. «Энергосбережение и водоподготовка». Журнал № 3, 1998 г. — с. 52, 58.
54. «Энергоменеджер». Ежеквартальный бюллетень. Выпуск 17. Зима 2000 г.
55. Грушман Р. П. Теплоизоляционные работы. Справочник. Санкт-Петербург. Стройиздат СПб, 1997 г. Издание 3-е.
56. Методика № 2-ОЭ-Э проведения энергетических экспресс-обследований промышленных предприятий, административных, общественных зданий и экспертный подсчет «потенциала энергосбережения». Изд. 1-е. ГУ «ЛЕНГОСЭНЕРГОНАДЗОР», Санкт-Петербург, 2000.
57. Сборник информационных писем-предписаний / Мос-облэнергонадзор, УПЦ «Талант». 2000. — 136 с.
58. СНиП II-3-79*. Строительная теплотехника. Госстрой РФ. — ГУП ЦПП, 1998.
59. СНиП 23-02-2003. Тепловая защита зданий. Госстрой РФ, Постановление № 113 от 26 июня 2003 г. Введен с 1.10.2003 г. ГУП ЦПП, 2003.
60. Правила учета тепловой энергии и теплоносителя / П-683 Главгосэнергонадзор. М.: МЭИ, 1995.

Раздел 5



Водоснабжение
и канализация



РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ПРОЕКТОВ

ЗАО «Технопромстрой»

выполняет комплексные обследования теплоэнергетических хозяйств предприятий,
разрабатывает программы энергосбережения на текущий год и перспективный период,
осуществляет практическое внедрение высокоэффективных энергосберегающих технологий и
оборудования в соответствии с разрабатываемыми комплексными программами энергосбережения.



**РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ
ПРОГРАММ И НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**



**ЭКСПЕРТИЗА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТОВ
СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕКОНСТРУКЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ**



**ПОСТАВКА, МОНТАЖ И ПУСКО-НАЛАДКА
ИНЖЕНЕРНЫХ СИСТЕМ И ОБОРУДОВАНИЯ**



**ОБЩЕГРАЖДАНСКОЕ И ПРОМЫШЛЕННОЕ
СТРОИТЕЛЬСТВО**



**НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ
В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ**

ЗАО «Технопромстрой» оказывает методическую и практическую помощь в разработке энергосберегающих проектов. Окупаемость внедряемых энергосберегающих проектов значительно превышает затраты на нерациональное использование предприятием энергетических ресурсов.

**Приглашаем все заинтересованные организации
и предприятия к сотрудничеству**

ЗАО «ТЕХНОПРОМСТРОЙ»

Адрес: 117418, г. Москва, ул. Новочеремушкинская, д. 58

Телефон/факс: (495) 727-35-20, 727-35-21, 411-56-41

E-mail: info@teps.ru

www: <http://\teps.ru>

1. СИСТЕМЫ ВОДОСНАБЖЕНИЯ. КАНАЛИЗАЦИЯ

1.1. СИСТЕМЫ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ

Принципиальные схемы

Системы водоснабжения городов и населенных пунктов, тепловых электростанций, промышленных и других предприятий включают сооружения для забора воды из источника, ее очистки, обработки, подачи и распределения между потребителями. Обработка воды для хозяйственно-бытовых целей включает наряду с другими стадиями обеззараживания. Комплекс соответствующих сооружений называется водопроводом [1, 2, 3].

Прием отработавшей (сточной) воды, ее очистка, обезвреживание и отведение называется водоотведением. Водоотведение осуществляется с помощью комплекса сооружений, называемых канализацией [1, 4].

Системы водоснабжения объектов выполняют прямоточными и оборотными (см. рис. 5.1.1). Последние — с градирнями, прудами-охладителями, брызгальными

бассейнами и другими сооружениями для охлаждения воды, циркулирующей в системе [5].

В прямоточной системе водоснабжения вода из реки (или другого водоема) подается на объект, а оттуда возвращается в реку ниже по течению (или соответственно в другой водоем). Эта система применяется, если минимальный расход воды реки значительно больше потребности объекта в воде.

Если расход воды в реке лишь немного больше потребности объекта, на реке сооружают специальный пруд с плотиной. Тогда требуемое количество охлаждающей воды поступает из пруда, а подогретая вода сбрасывается ниже плотины.

Схема и состав оборудования системы водоснабжения существенным образом зависят от вида и типа котельной ТЭС, котельной промышленного предприятия или ЖКХ.

В зависимости от назначения водоснабжение может быть:

а) производственным — для снабжения производственной (технической) водой промышленного предприятия и энергетических установок;

б) хозяйственно-питьевым — для снабжения питьевой (очищенной и обеззараженной) водой работников предприятий и населения близлежащих поселков или городов;

в) противопожарным — для тушения пожара.

На промышленных предприятиях самостоятельный противопожарный водопровод отсутствует, поэтому вода для тушения пожара берется из производственного или хозяйственно-питьевого водопровода, или из местных водоемов, например брызгальных бассейнов, прудов охлаждения оборотной воды и т. п.

Вода, использованная потребителями и отводимая от них для повторного использования или в водоем, называется сточной водой. Все сточные воды можно разделить на:

а) воды загрязненные, т. е. содержащие механические или химические примеси. Эти воды при повторном использовании, как и при выпуске в водоем, нуждаются в очистке;

б) воды условно чистые, не нуждающиеся в какой-либо очистке перед повторным использованием или перед спуском в водоем.

Бытовые сточные воды и большинство производственных сточных вод являются загрязненными.

К условно чистым относятся, как правило, охлаждающие воды после различного вида теплообменного и электромеханического оборудования.

Часть воды, используемой производственными и бытовыми потребителями, расходуется безвозврат-

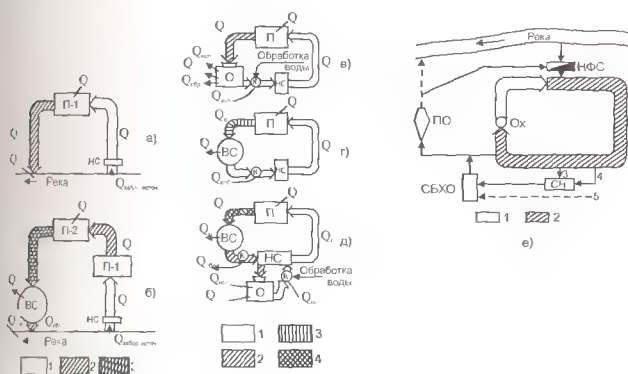


Рис. 5.1.1. Принципиальные схемы систем водоснабжения:

а) — прямоточная; б) — прямоточная с последовательным использованием воды; в, г, д) — оборотные; е) — оборотная с повторным использованием очищенных производственных и бытовых стоков; НС — насосная станция; ВС — водоочистительные сооружения; Q_o — расход отработавшей воды; Q_{oc} — потери воды с удаляемыми осадками; Ох — охладитель оборотной воды; К — камера добавки и обработки воды; $Q_{ун}$ — потери воды на унос; $Q_{сбр}$ — потери воды на сброс; $Q_{доб}$ — расход добавочной воды; 1 — вода чистая не нагретая; НФС — насосно-фильтровальная станция речной воды; СН — станция нейтрализации отработавшей воды; СБХО — станция биохимической очистки сточных вод; ПО — пруд — осветлитель сточных вод; 2 — вода нагретая; 3 — вода нагретая и загрязненная; 4 — вода загрязненная; 5 — вода чистая охлажденная

но, т. е. имеют место потери воды, составляющие в зависимости от обслуживаемых процессов от 5 до 70 % и более. Остальная вода поступает в сток. Безвозвратно теряется, например, часть воды (до нескольких процентов), охлаждаемой в градирнях или искусственных и естественных водоемах вследствие испарения и капельного уноса. Имеют место потери воды с вытяжным вентиляционным воздухом в душевых и т. п.

1.2. ИСТОЧНИКИ ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Источниками водоснабжения городов, населенных пунктов, предприятий, тепловых электростанций являются реки и поверхностные водоемы больших размеров (пруды, озера, моря). Артезианские скважины из-за небольшой их производительности используются обычно только для снабжения питьевой водой.

Для правильного выбора системы водоснабжения нужно знать расход (дебит) реки, т. е. количество воды, протекающей через поперечное сечение, в кубических метрах в секунду. Расход реки неодинаков в разное время года и в разные годы, поэтому необходимо располагать данными о режиме реки за несколько десятков лет, о наивысшем расходе воды в период весенних паводков и наинизшем — летом. Во время весенних паводков расход рек бывает в 80÷100 раз больше, чем в засушливые летние периоды.

Охлаждающий эффект зависит от температуры воды в водоеме, т. е. от климатических условий. В средней полосе европейской части страны летняя температура воды в реках доходит до 26 °С, а в сибирских реках — Ангаре и Енисее — она не превышает 13 °С.

1.2.1. Требования к качеству и свойствам воды

Качество и свойства воды, подаваемой для производственных целей, устанавливают в каждом конкретном случае в зависимости от способа использования воды, требований технологического процесса установок, вида перерабатываемого сырья и т. п.*

Общими являются следующие требования:

1. При открытой системе вода должна быть безвредной для здоровья обслуживающего персонала и не обладать отрицательными органолептическими

* Под качеством воды понимается совокупность физических, химических и бактериологических показателей, обуславливающих ее свойства и пригодность для использования в промышленном производстве, быту и т. п. Свойство воды — отличительная особенность, проявляющаяся при определенных условиях: например наличие запаха, выделение солевых отложений, агрессивное воздействие на металл (коррозия) и т. п.

свойствами, т. е. неприятным запахом, привкусом и т. п.

Нормальной степень санитарной безопасности природных, оборотных и очищенных сточных вод, используемых в системах производственного водоснабжения, считается, если не требуется их дезинфекция или достаточно их дезинфекции хлором и если количество кишечных палочек в 1 л воды не превышает 1000; в последнем случае содержание свободного хлора в этой воде после хлорирования и 30-минутного контакта ее с хлором должно быть не менее 1,5 мг/л.

2. Из воды, используемой для охлаждения продукта, рабочих тел или конструктивных элементов оборудования, не должно выделяться механических, карбонатных или других отложений свыше допустимой величины. Допустимая концентрация взвеси крупностью до 0,05 мм в охлаждающей оборотной воде дана в табл. 5.1.1.

Таблица 5.1.1.

Допустимая концентрация взвеси (крупностью до 0,05 мм) в охлаждающей оборотной воде

Скорость движения воды в теплообменных аппаратах, м/с	Допустимая концентрация взвеси в охлаждающей воде, мг/л	
	нормально	кратковременно
До 0,01	5	20
0,01÷0,2	10÷20	50
0,2÷0,5	30÷50	100
0,5÷1	50÷80	200

Допустимой величиной ориентировочно можно считать скорость отложения взвесей (механических и солевых) не более 0,25 г/(м²·ч), что соответствует отложению слоя загрязнений толщиной до 0,08 мм в месяц (контролируется при чистке аппаратов). При необходимости воду обрабатывают тем или иным способом (см. табл. 5.1.2).

1. Вода не должна вызывать точечной и язвенной коррозии, а также равномерной коррозии металла со скоростью, превышающей 0,09 г/(м²·ч) (или 0,1 мм в год), и разрушения бетона. Допускается равномерная коррозия углеродистой стали со скоростью не более 0,45 г/(м²·ч) (0,5 мм в год) при отсутствии признаков точечной или язвенной коррозии. При необходимости применяют более стойкие материалы или воду обрабатывают тем или иным способом (см. СНиП 2.04.02-84*).

Ориентировочные способы обработки охлаждающей воды в системах оборотного водоснабжения в целях предотвращения карбонатных отложений при нагреве ее до 40÷60 °С и охлаждении в градирнях [3]

Величина карбонатной жесткости природной воды, мг-экв/л		Рекомендуемый метод обработки воды (ориентировочно)	Условие
поверхностных источников	подземных источников		
≤2,5	≤1,5	Освежение оборотной воды (продувка) со сбросом не более 2 % оборотной воды	Допустимость определяется санитарными условиями и технико-экономическими обоснованиями
2,5	1,5÷5	Подкисление добавочной или оборотной воды со сбросом оборотной не более 0,5÷1 % ее расхода или рекарбонизация оборотной воды. Возможно и фосфатирование оборотной воды при допустимом сбросе части ее в водоем	Подкисление с ограничением концентрации O_1^{2-} Рекарбонизация — при наличии дымовых газов, содержащих 8 % CO_2 , и невысокой концентрации солей
≥4÷5	—	Умягчение добавочной воды известью с осветлением при сбросе оборотной воды не более 0,5 % от ее расхода для освежения (продувка)	Если вода и без того нуждается в осветлении
—	≥4÷5	Умягчение добавочной воды Na-катионированием или H-катионированием с «голодной» регенерацией без сброса воды из системы. Возможно и совместное катионирование добавочной воды	Если вода не нуждается в предварительном осветлении

Примечание. При подкислении желательно иметь в оборотной воде общую карбонатную щелочность ($HCO_3^- + CO_3^{2-}$) не менее 2 мг-экв/л, Cl^- и SO_4^{2-} — не более 350 и 600 мг/л во избежание развития коррозионных процессов.

2. Вода не должна способствовать развитию биологических обрастаний теплообменных поверхностей и охладителей оборотной воды со скоростью более 0,07 г/(м² · ч) (соответствует толщине слоя по воздушно-сухой массе 0,05 мм в месяц). При необходимости воду периодически обрабатывают хлором и раствором медного купороса (см. СНиП 2.04.02-84*).

3. Пригодной в качестве добавки к питательной воде котлов и для охлаждения конденсатора считается вода с жесткостью не выше 4,6 мг-экв/л. Более жесткая вода быстро загрязняет трубки конденсаторов.

Жесткость речной воды непостоянна и бывает наименьшей в весенний период при таянии снегов, а наибольшей — зимой (в январе-феврале) и летом (июль-август) при наименьшем дебите реки.

Из рек СНГ наименьшую жесткость (около 0,7 мг-экв/л) имеет вода р. Невы, среднюю жесткость (1,8÷4,5 мг-экв/л) — вода рек средней полосы (Москва, Волга, Днепр) и наибольшую жесткость (до 26 мг-экв/л) — вода рек Донбасса и южной части СНГ.

Требования к качеству воды, подаваемой на производственные нужды, в каждом конкретном случае устанавливают в зависимости от назначения воды и характеристик установленного технологического оборудования, руководствуясь примерными рекомендациями, приведенными в табл. 5.1.3.

4. Вода в аппаратах прямоточных, последовательных и оборотных систем водоснабжения не должна выделять карбонатных и механических отложений, вызывать коррозию и способствовать биологическому обрастанию теплообменных поверхностей оборудования и сооружений; в случае необходимости следует очищать ее от механических примесей и обрабатывать добавочную или оборотную воду фосфатами, кислотой, известью, силикатом натрия, хлором, медным купоросом, дымовыми газами или другими реагентами.

Состав и производительность технологических сооружений для очистки, обработки и охлаждения оборотной воды подбирают из условий максимальной нагрузки на них (в летнее или зимнее время) и с учетом их периодических ремонтов.

Примерные общие требования к качеству пресных вод, используемых для охлаждения, очистки газов и обогащения полезных ископаемых [3]

Наименование показателей качества воды	Вода I категории, используемая для охлаждения оборудования и продукта в теплообменных аппаратах (без соприкосновения с ним), работающих при температурах охлаждения продукта или стенки			Вода, используемая как среда, поглощающая и транспортирующая примеси	
	≤ 80 °С	80÷400°С	≥ 400 °С (с огневым обогревом) ³	без нагрева (обогащение полезных ископаемых, гидрозолаудаление и др.), вода II категории	с нагревом (улавливание и очистка газов, гашение кокса и др.), вода III категории
1	2	3	4	5	6
<i>Физические</i>					
Температура ¹ , °С	≤ 25÷28	≤ 28÷40	≤ 40÷45	Не нормируется	≤ 25÷30
Взвешенные вещества, мг/л в оборотной воде ⁴ в добавочной воде	≤ 20÷50 10÷40	≤ 20÷30 10÷20	≤ 20÷30 5÷10	При гравитации до 1000–10 000, при флотации до 200 Не нормируется	150÷200 Не нормируется
Масла и смолообразующие продукты (эфирорастворимые)	≤ 20	≤ 10÷20	≤ 10	Не нормируется	Не нормируется
Запах, баллы	≤ 3	≤ 3	≤ 3	≤ 3	≤ 4
<i>Химические</i>					
Значение pH	6,5÷8,5	6,5÷8,5	6,5÷8,5	Не нормируется	6,5÷9
Жесткость общая, мг–экв/л	Не нормируется	≤ 7	≤ 5	» »	Не нормируется
Жесткость карбонатная, мг–экв/л: добавочной воды оборотной воды	Не менее 1,5 и не более 2,5 2÷3,5	1÷2 1,5÷3	0,5 : 2 1,5÷2,5	» » » »	Необходима обработка воды при очистке газов
В оборотной воде, мг/л: общее солесодержание или сухой остаток сульфаты ⁵ железо общее не более	≤ 2000 ≤ 350 ≤ 500 1÷4	≤ 1300 ≤ 350 ≤ 600 1÷4	≤ 800 ≤ 150 ≤ 250 1,4	» » » » » » При гравитации не нормируется, при флотации до 10	Не нормируется » » » » » »
Окисляемость перманганатная, мг/л	≤ 20	≤ 20	≤ 20	Не нормируется	
ХПК в добавочной воде, мг/л	≤ 100	Не нормируется	Не нормируется	То же	» »
<i>Биологические</i>					
БПК ₆ , мг/л	15÷30	10÷15	10÷5	» »	» »
Биогенные элементы в добавочной воде, мг/л: азот общий фосфаты (P ₂ O = 1,5PO ₄)	≤ 80 2,5	≤ 80 2,5	≤ 8 —	» » » »	» » » »

¹ Уточняется в зависимости от технологического процесса по допустимой разности температур.

² Может быть водяное охлаждение заменено воздушным.

³ На металлургических печах применяется испарительное охлаждение (кипящей водой).

⁴ Уточняется в зависимости от скорости движения охлаждающей воды в теплообменных аппаратах.

⁵ Величина желательная, уточняется в зависимости от других показателей.

⁶ Большее содержание допустимо при отсутствии карбонатных отложений и при скорости воды в аппаратах более 0,5 м/с.

Воду по качеству и свойствам можно разделить на следующие четыре категории:

- вода первой категории — используемая для охлаждения оборудования и продукта в теплообменных аппаратах (без соприкосновения с продуктом), работающих при температурах охлаждаемого продукта или стенки, до 80 °С; 80÷400 °С (если невозможно применение аппаратов воздушного охлаждения). При температуре охлаждаемого продукта или стенки аппарата выше 400 °С надлежит применять теплообмен от продукта к продукту или испарительное охлаждение;
- вода второй категории — используемая как среда, поглощающая и транспортирующая примеси, без нагрева (обогащение полезных ископаемых, гидротранспорт);
- вода третьей категории — используемая так же, как среда, поглощающая и транспортирующая механические и растворенные примеси, с нагревом ее (улавливание и очистка газов, гашение кокса и т. п.);
- вода четвертой категории — технологическая, специально приготавливаемая (умягченная, обессоленная, захолаженная до 17, 14, 10 или 4 °С и др.).

К качеству и свойствам каждой категории воды могут быть предъявлены специфические требования в зависимости от характера производства. Примерные общие требования к качеству пресных вод, используемых для охлаждения продукта или стенки аппарата, очистки газов и обогащения полезных ископаемых, приведены в табл. 5.1.3.

1.3. ВОДОЗАБОРНЫЕ И ВОДОПОДЪЕМНЫЕ СООРУЖЕНИЯ, НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ И ОБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ

1.3.1. Водозаборные и водоподъемные сооружения поверхностных вод

Конструкция водозабора должна обеспечивать забор из водоисточника расчетного расхода воды; защищать систему водоснабжения от попадания в нее сора, планктона, биологических обрастаний, наносов, льда и др.; не допускать попадания рыбы в во-

доприемник на водоемах рыбохозяйственного назначения.

Водозаборы различают по производительности (малые — менее 1 м³/с, средние — от 1 до 6 м³/с, большие — больше 6 м³/с), по способу забора воды из источника и по месту расположения водоприемника (береговые, русловые, приплотинные и др.). Основные варианты водозаборов показаны на рис. 5.1.2–5.1.5. Схема движения подземных вод — на рис. 5.1.6.

Размеры основных элементов водозабора (входных окон, сеток, труб, каналов и др.), а также отметки оси насосов определяют гидравлическими расчетами при расчетных расходах воды и минимальных уровнях воды в источниках. При этом следует учитывать отключение одного самотечного водовода или секции водоприемника на ремонт или ревизию. Размеры водоприемных отверстий определяют по средней скорости втекания воды в отверстия сороудерживающих решеток или сеток.

Допустимые скорости втекания воды в водоприемные отверстия без учета требований рыбозащиты принимают для средних и тяжелых условий забора воды соответственно в береговые незатопленные водозаборы 0,6÷0,2 м/с и в затопленные водоприемники 0,3 : 0,1 м/с.

С учетом требований рыбозащиты для случаев применения плоских рыбозаградительных сеток с отверстиями 3 : 4 мм, устанавливаемых перед водоприемными отверстиями, в реках со скоростями течения не менее 0,4 м/с допустимая скорость втекания составляет 0,25 м/с, а в водоемах — 0,1 м/с. Для очень тяжелых шуголедовых условий скорость втекания в водоприемники снижают до 0,05 м/с. Для фильтрующих водоприемников скорость втекания воды в фильтрующую загрузку принимают не более 0,05 м/с. Размеры и площади водоприемных отверстий определяют при одновременной работе всех секций водозабора (кроме резервных) по формуле:

$$f_{\text{бр}} = 1,25 k G_p / v,$$

где: $f_{\text{бр}}$ — площадь отверстия (брутто) одной секции водоприемника, м²; v — скорость втекания воды в водоприемные отверстия, отнесенная к их сечению в свету, м/с; G_p — расчетный расход одной секции, м³/с; $k = (a + c)/a$ — коэффициент стеснения отверстий стержнями решеток или $k = [(a + c)/a]^2$ — для сеток; a — расстояние между стержнями в свету, см; c — толщина стержней, см; 1,25 — коэффициент засорения отверстий.

В водоприемниках фильтрующего типа

$$k = 1/p,$$

где: $p = 0,5$ — пористость фильтра.

Методику расчета гидравлических характеристик водозаборов и водопроводных сетей см. в п. 1.5.1.

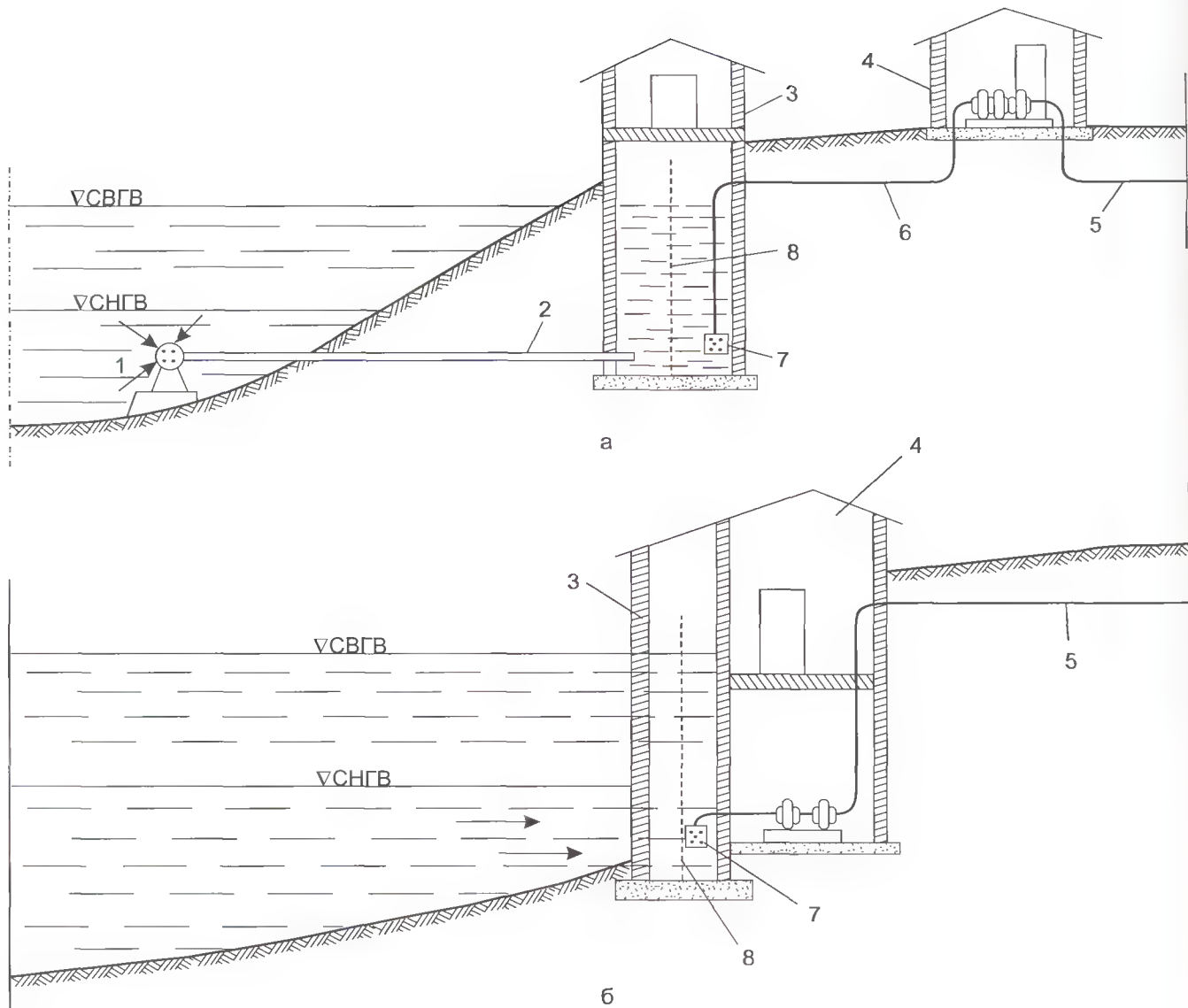


Рис. 5.1.2. Схемы водозаборов:

а) — с самотечным трубопроводом; б) — береговой совмещенного типа; 1 — оголовок; 2 — самотечный трубопровод; 3 — приемный колодец-камера; 4 — насосная станция; 5 — напорный трубопровод; 6 — всасывающий трубопровод; 7 — приемный всасывающий клапан; 8 — решетка; СВГВ — самый высший горизонт воды; СНГВ — самый низший горизонт воды

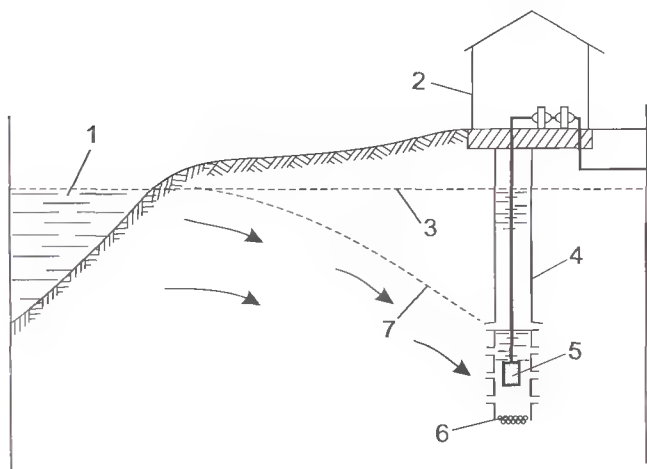


Рис. 5.1.3. Схема инфильтрационного водозабора:

1 — водоем; 2 — насосная станция; 3 — статический уровень грунтовых вод; 4 — водосборный шахтный колодец; 5 — приемный клапан; 6 — гравийный фильтр; 7 — депрессионная кривая

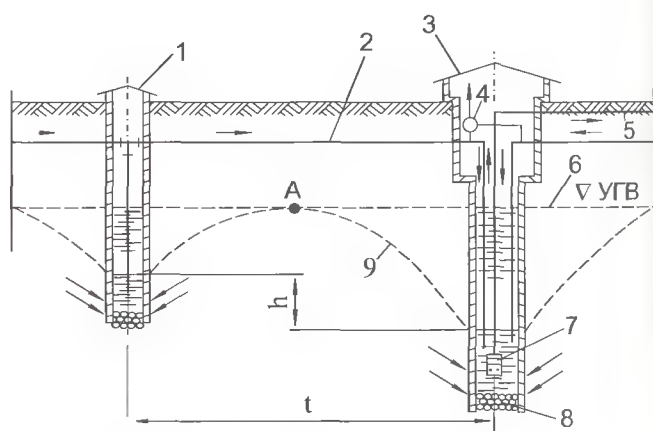


Рис. 5.1.4. Схема шахтных колодцев с сифонным водозабором:

1 — вспомогательный колодец; 2 — сборный трубопровод; 3 — центральный колодец; 4 — вакуумный насос; 5 — напорный трубопровод; 6 — высший уровень грунтовых вод; 7 — погружной насос; 8 — гравийный фильтр; 9 — депрессионная кривая

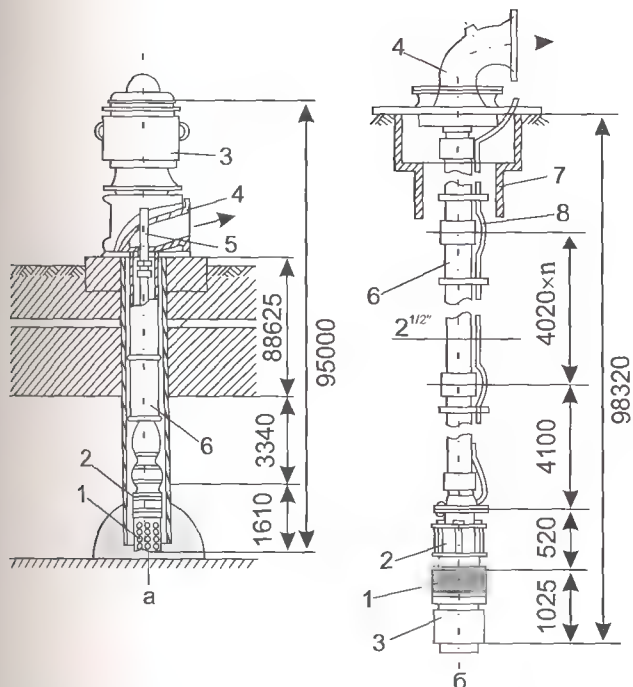


Рис. 5.1.5. Схемы забора воды артезианскими насосами:
 а) — с трансмиссионным валом; б) — с погружным электродвигателем;
 1 — сетка-фильтр; 2 — погружной насос; 3 — электродвигатель;
 4 — напорный патрубок; 5 — вал; 6 — напорная труба; 7 — обсадная
 труба; 8 — электрокабель

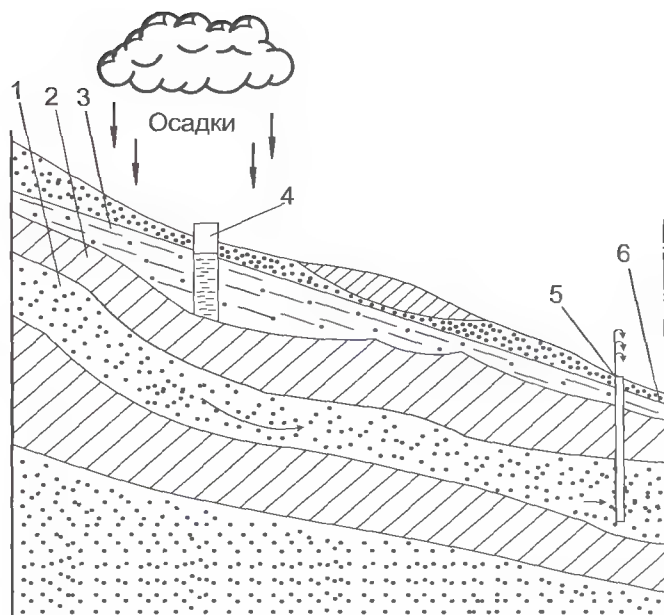


Рис. 5.1.6. Схема движения подземных вод:
 1 — водоносный слой — артезианские напорные воды; 2 — водоупорный
 слой глины; 3 — водоносный слой — безнапорные грунтовые воды;
 4 — шахтный колодец; 5 — артезианская скважина; 6 — статический
 уровень грунтовых вод

1.3.2. Насосные станции

Назначение и типы насосных станций

В зависимости от назначения и места в общей схеме водоснабжения и водоотведения различают насосные станции:

- **первого подъема** — для забора воды непосредственно из источников (рек, морей, озер, водохранилищ и скважин) с последующей передачей ее на очистные сооружения или непосредственно потребителям. Такие станции могут быть совмещены с водозаборными сооружениями или расположены в отдельном здании;
- **второго подъема** — для подачи воды после очистных сооружений (обычно из резервуаров чистой воды), а также для подачи от насосных станций первого подъема на промышленные предприятия без очистки; эти станции в системе хозяйственно-питьевого водоснабжения (при заборе воды из открытых источников с последующей очисткой) могут быть совмещены с насосными станциями первого подъема;
- **третьего и последующих подъемов**, а также **повысительные насосные станции** — для передачи воды, поступающей со станции предыдущего подъема;
- **систем оборотного водоснабжения** промышленных предприятий — для подачи оборотной или повторно используемой воды после ее охла-

ждения (в прудах, охладителях, градирнях, брызгальных бассейнах и др.) непосредственно потребителям;

- **насосные станции** — для перекачки промышленных отработавших и хозяйственно-бытовых сточных вод.

По надежности действия насосные станции подразделяются на три категории:

- I — не допускается перерыв в подаче воды;
- II — допускается кратковременный перерыв в подаче воды на время, необходимое для включения резервных агрегатов обслуживающим персоналом;
- III — допускается перерыв в подаче воды на время ликвидации аварии.

По виду обслуживания объектов насосные станции подразделяются на станции, подающие воду для нужд производства, хозяйственно-питьевых и противопожарных целей.

По расположению насосного оборудования относительно поверхности земли насосные станции подразделяются на: наземные (с полом на уровне или выше поверхности земли); заглубленные (с надземным строением и полом ниже поверхности земли) и подземные (с перекрытием на уровне или ниже поверхности земли).

По характеру управления насосные станции бывают с ручным, автоматическим и полуавтоматическим (дистанционным) управлением.

Производительность насосных станций

Производительность насосов, м³/ч, первого подъема рассчитывают на подачу среднечасового расхода воды в дни максимального водопотребления по формуле:

$$G_{\text{ч}} = \alpha G_{\text{сут}} / \tau.$$

где: $G_{\text{сут}}$ — максимальный суточный расход, м³; α — коэффициент, учитывающий расход воды на собственные нужды очистной станции ($\alpha = 1,03 \div 1,05$); τ — число часов работы насосной станции, равное обычно 24 ч, при подаче воды на производственные нужды.

При системе прямооточного водоснабжения должна быть обеспечена производительность насосной станции, отвечающая наибольшему часовому расходу в дни максимального водопотребления. При оборотной системе подается средний часовой расход воды. Конструкция зданий и компоновка оборудования насосных станций принимаются в соответствии с рекомендациями СНиП 2.04.02-84*.

Подземную часть насосных станций выполняют из монолитного и сборного железобетона, а надземную — из кирпича либо сборных железобетонных панелей и каркасов. Перекрытия над зданиями насосных станций, как правило, устраивают из сборных железобетонных плит, с тепловой изоляцией, без чердачного помещения.

Высота машинного зала, не оборудованного подъемными механизмами, в надземных станциях должна быть не менее 3 м. В станциях, оборудованных подъемными механизмами, высоту машинного зала определяют в результате расчета. При этом расстояние между нижней точкой перемещаемого оборудования и верхней точкой установленных агрегатов должно быть не менее 0,5 м.

Размеры в плане насосных станций устанавливаются в соответствии с основными положениями единой модульной системы. При определении размеров в плане машинного зала минимальную ширину проходов между выступающими частями насосов, трубопроводов и двигателей следует брать, м:

При установке электродвигателей напряжением до 1000 В	1
При установке электродвигателей напряжением более 1000 В	1,2
Между агрегатами и стеной:	
в шахтных станциях	0,7
в прочих станциях	1
Между компрессорами	1,5
Между фундаментами агрегатов и распределительным щитом	2
Между подвижными частями тепловых двигателей	1,2
Между неподвижными выступающими частями ...	0,7

Для насосов с электродвигателями напряжением до 1000 В и с диаметром нагнетательного патрубка до 100 мм включительно, а также для вспомогательного оборудования допускается установка:

- агрегата у стены без прохода между агрегатом и стеной;
- двух агрегатов на одном фундаменте, без прохода между ними, но с обеспечением вокруг сдвоенной установки проходов шириной не менее 0,7 м.

При определении размеров машинного зала надлежит предусматривать монтажную площадку. Для уменьшения габаритов станции в плане допускается установка насосов с правым и левым вращением вала.

В машинных залах должно быть достаточное естественное освещение, для этого отношение площади окон к площади пола должно быть не менее 1 : 6 — 1 : 7. Мощность электрического освещения машинных залов принимают из расчета 20 : 25 Вт/м². Для отопления машинных залов используют тепло, выделяемое электродвигателями при их работе, а для отопления вспомогательных помещений тепло подводят из котельной или от иной системы теплоснабжения.

Насосные станции с большим числом агрегатов должны быть оборудованы искусственной вентиляцией. Устройство санузла в насосных станциях питьевого водоснабжения допускается только в случае непосредственного подсоединения его к канализационной сети. В других случаях необходимо устраивать дворовые туалеты с водонепроницаемыми выгребами. Устройство ремонтных мастерских в насосных станциях допускается только при большой отдаленности от центральных мастерских. В целях пожарной безопасности в насосных станциях предусматривают два выхода: внутри станции устанавливают пожарные краны, а снаружи — пожарный гидрант. В заглубленных насосных станциях предусматривают аварийные выпуски или дренажные насосы для отвода воды из помещений при авариях и ремонтах. В насосных станциях должны быть монтажные проемы с площадкой для обеспечения транспортирования через них оборудования. Размеры проемов и площадок должны обеспечить въезд автотранспорта.

Схемы расположения насосных агрегатов, трубопроводов и арматуры.

Наиболее рационально можно расположить оборудование в том случае, когда оно однотипно. При однорядном расположении оси агрегатов перпендикулярны продольной оси станции или расположены на одной прямой параллельно продольной оси станции. Достоинством однорядного расположения агрегатов является компактность размещения оборудования. Двухрядное расположение агрегатов имеет преимущество при большом числе разнотипных агрегатов различного назначения. Но при такой схеме увеличивается пролет здания и усложняются коммуникации трубопроводов.

Двухрядное шахматное расположение агрегатов применяют при большом числе крупных машин. Это позволяет располагать оборудование компактно, а трубопроводы — в одной плоскости, чем достигается прямолинейность всасывающих и напорных трубопроводов при минимальном числе колен, тройников и др. Вспомогательные насосы (вакуумные, дренажные) располагают в свободных углах машинного зала.

Всасывающие и напорные трубопроводы

Трубы в насосных станциях применяют стальные на сварке в виде крупноблочных элементов. Фланцы на трубах привариваются только для присоединения арматуры и насосов. Всасывающие трубопроводы должны быть возможно меньшей длины и иметь наименьшее число фасонных частей, а также непрерывный подъем к насосу (уклон не менее 0,005), чтобы избежать образования в них воздушных мешков. Кроме того, входное отверстие всасывающего трубопровода заглубляют в воду для устранения попадания в него воздуха. Переход в трубопроводах с одного диаметра на другой на горизонтальных участках выполняют только с косыми переходами с горизонтальной образующей. При подключении к всасывающему коллектору большого диаметра всасывающий трубопровод насоса подключают к верхней шельге коллектора.

Для быстрого запуска насосов и бесперебойной их работы число всасывающих трубопроводов принимают равным общему числу установленных насосов, если насосы расположены выше уровня воды в водозаборе. И числу только работающих насосов, но не менее двух трубопроводов, — если насосы расположены под заливом (в рабочем состоянии постоянно заполнены водой).

Всасывающие трубопроводы вне здания насосной перед засыпкой должны быть гидравлически испытаны на такое же давление, что и напорные. Это необходимо потому, что в случае остановки насоса при открытой задвижке на напорном трубопроводе при неисправном обратном клапане и наличии приемного клапана во всасывающем трубопроводе давление может оказаться таким же, как и в напорном трубопроводе.

На насосных станциях, где насосы установлены не под заливом, предусматривают установку вакуум-насосов. На всасывающих трубопроводах диаметром до 400 мм допускается установка клапанов. Задвижки применяют только у насосов, расположенных под заливом или при присоединении насосов к общему всасывающему коллектору.

Расположение напорных трубопроводов должно обеспечивать нормальную работу каждого агрегата, а также возможность переключения агрегатов без прерыва подачи воды. Трубопроводы к насосу подгоняют после окончательного закрепления агрегата на раме. Напорные трубопроводы каждого насоса, как

правило, оборудуются задвижкой и обратным клапаном, который устанавливается по движению воды за задвижкой, с тем чтобы под защитой обратного клапана можно было проводить мелкий и текущий ремонт задвижки. Все задвижки на всасывающих и напорных трубопроводах устанавливаются с электрическим приводом.

На рис. 5.1.7 приведены схемы переключений на всасывающих и напорных трубопроводах для трех, четырех и шести насосов. На рис. 5.1.7, а показана схема переключения напорных трубопроводов для трех насосов, расположенных выше уровня воды в водозаборе. Схема позволяет всегда иметь в работе один насос при ремонте любой задвижки. На рис. 5.1.7, б показано переключение напорных трубопроводов заглубленной насосной станции, при котором обеспечивается постоянная работа двух насосов при ремонте любой задвижки. Схема переключения трубопроводов четырех насосов показана на рис. 5.1.7, в. В этом случае обеспечивается постоянная работа двух насосов при ремонте любой задвижки на всасывающих или напорных трубопроводах. На рис. 5.1.7, г показана схема переключений трубопроводов шести насосов, при которой обеспечивается постоянная работа четырех насосов при ремонте любой задвижки как на всасывающих, так и на напорных трубопроводах. Для уменьшения габаритов станции камеры переключений трубопроводов выносят за ее пределы.

Резервирование оборудования насосных станций

Число резервных насосных агрегатов необходимо принимать в зависимости от класса надежности работы станции для каждой группы насосов, подающих воду в одну и ту же сеть или водоводы.

Если на станции установлены насосы различной производительности, то общая величина резерва должна быть не менее 60 % для насосных станций первой и второй категорий, но не менее производительности самого большого насоса. В насосных станциях первой категории надежности число резервных агрегатов при надлежащем обосновании может быть увеличено. В насосных станциях третьей категории надежности один резервный агрегат может не устанавливаться, но должен храниться на складе.

При параллельной работе нескольких насосных станций общий резерв для насосных станций первой и второй категорий должен быть не менее 50 % их рабочей производительности. При этом резервные агрегаты сосредоточивают там, где коммуникации от насосной станции до потребителя наиболее надежны и коротки. В насосных станциях, предназначенных для подачи воды горячим цехам и на газоочистку, помимо обычного резерва, необходимо предусматривать паротурбинный резерв насосов, автоматически вступающих в работу при отключении электроэнергии.

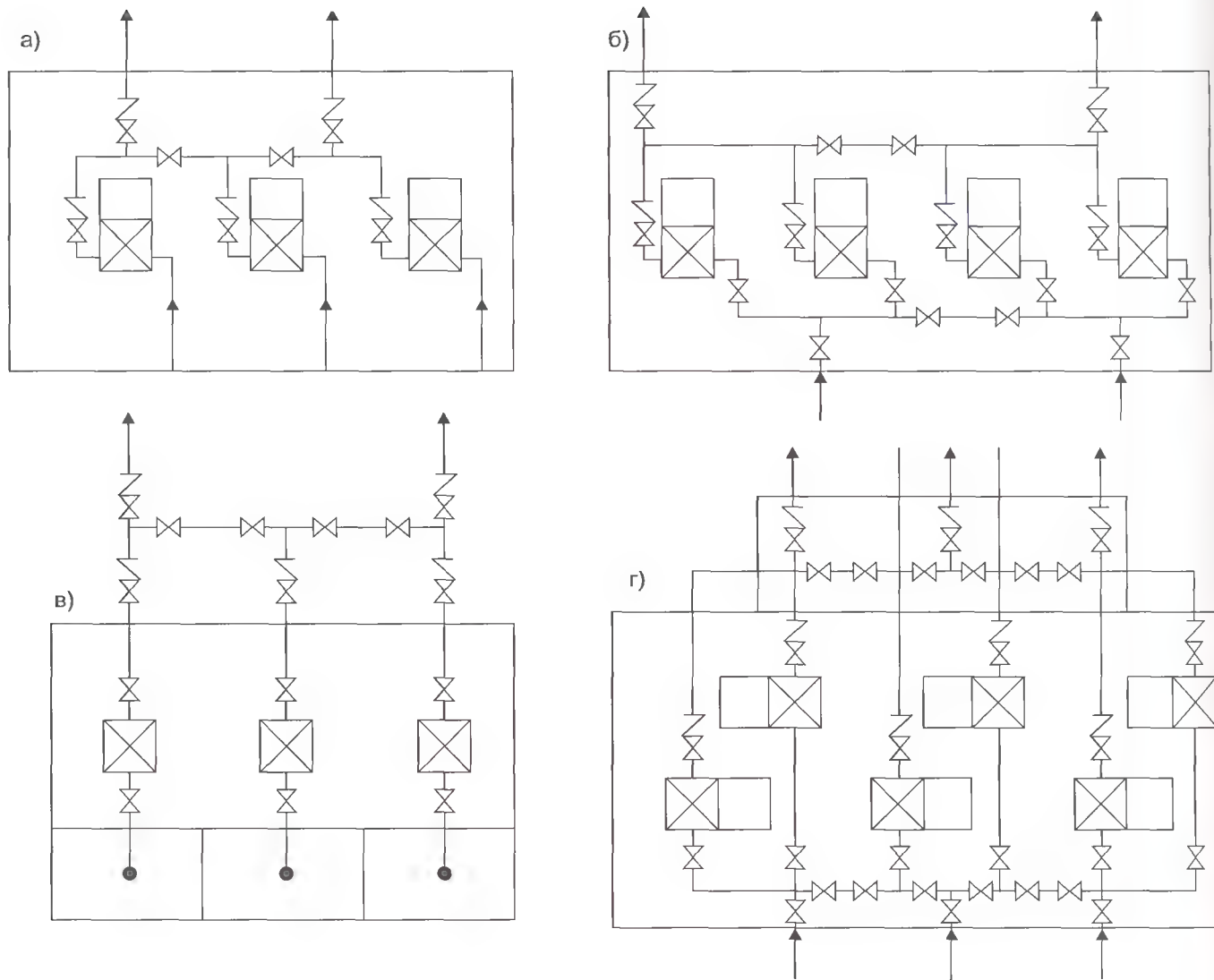


Рис. 5.1.7. Схемы переключений на всасывающих и напорных трубопроводах

Подсоединение к насосам паровых турбин, частота вращения которых обычно значительно выше (от 3 до 12 тыс. об/мин), чем у электронасосов, осуществляется с помощью редукторов. Для того чтобы находящаяся в резерве паровая турбина была готова к работе в любое время, через нее все время необходимо пропускать некоторое количество пара, что вызывает увеличение эксплуатационных затрат. В свое время проводились работы по выявлению возможностей использования в качестве резервного двигателя к насосам авиационных газотурбинных двигателей с выработанным летным ресурсом.

Например, для насосов марки 20НДС, 22НДС с требуемой мощностью 800 и 1250 кВт при 1000 об/мин рекомендовалось применять авиационные двигатели АИ-20 (2700 кВт 1050 об/мин) и др.

Насосные станции для забора воды из рек

Насосные станции первого подъема служат для забора воды из рек. Забор воды из рек может быть осуществлен раздельным и совмещенным водо-

забором, при этом насосные станции для обеспечения допустимой высоты всасывания насосов при минимальных уровнях воды в реке всегда получают заглубленными.

Одним из основных факторов, влияющих на бесперебойную работу водозабора, является борьба с шугой и донным льдом. Для этого предусматриваются уменьшение входных скоростей в решетках, электрообогрев решеток, продувка решеток сжатым воздухом, покрытие стержней решеток гидрофобными материалами (резиной, пластмассой), подача теплой воды от ТЭЦ и других источников, обратная промывка труб и решеток напорной водой.

Наиболее рациональной формой здания насосной станции первого подъема является круглая, позволяющая вести строительство опускным способом. Однако для расположения оборудования, трубопроводов и грузоподъемных средств круглая форма здания менее удобна по сравнению с прямоугольной. Устройство заглубленных станций почти исключает их дальнейшее расширение, поэтому такие станции

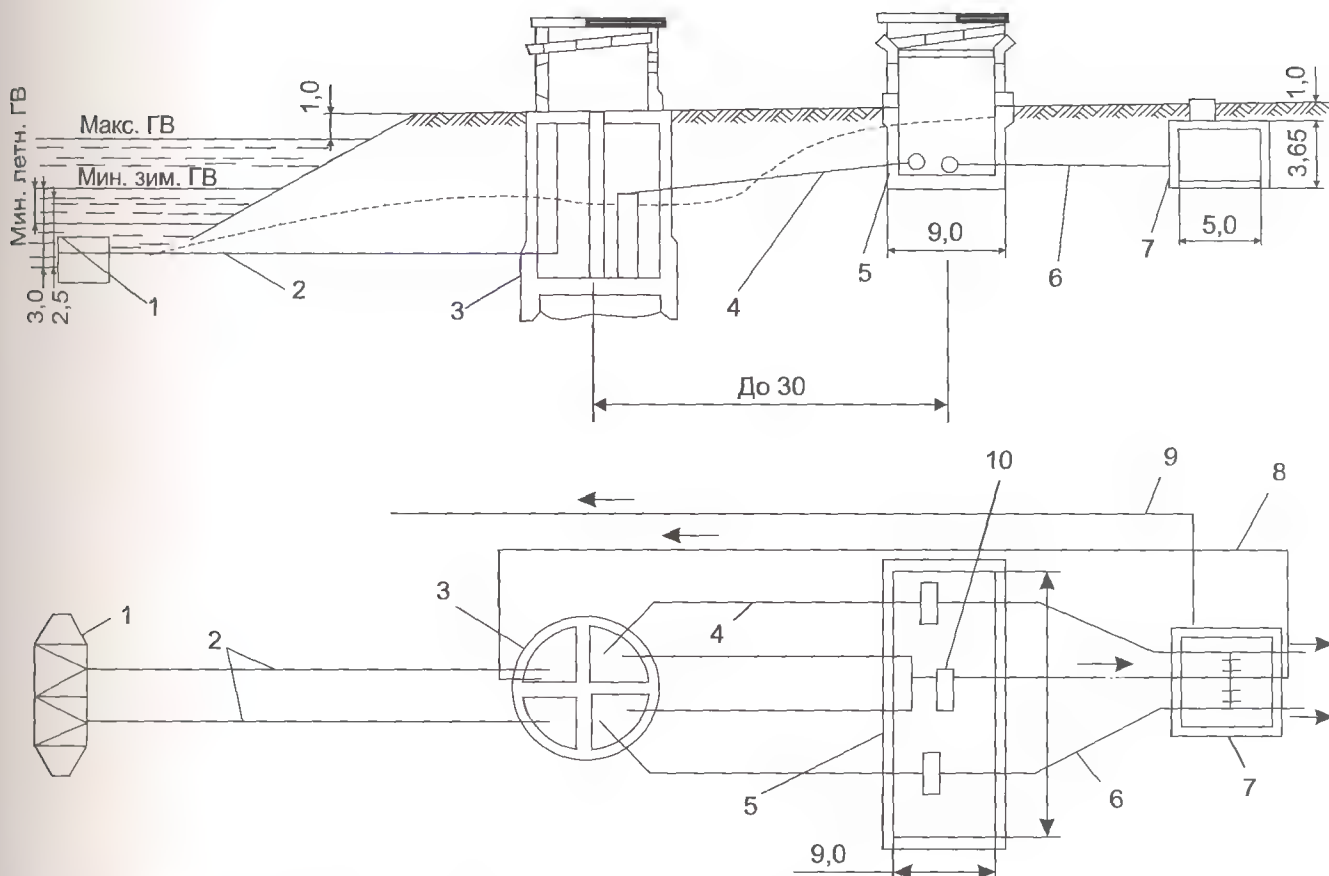


Рис. 5.1.8. Насосная станция для забора воды из реки с разделным водозабором:

1 — водоприемный оголовок с решетками; 2 — самотечные трубопроводы; 3 — водозаборный колодец; 4 — всасывающие трубопроводы; 5 — насосная станция; 6 — напорные трубопроводы; 7 — камера переключений напорных трубопроводов; 8 — промывной трубопровод; 9 — трубопровод для выпуска воды при ремонте напорных трубопроводов; 10 — насосы марки 20НДС с асинхронными электродвигателями (800 кВт, 6 кВ, 985 об/мин)

строят сразу на полную расчетную мощность. Размеры фундаментов под агрегаты выбирают такими, чтобы впоследствии можно было разместить на них более крупное оборудование. В заглубленных станциях со средним напором до 700 кПа (до 70 м вод. ст.) целесообразно устанавливать вертикальные насосы. Насосная станция для забора воды из реки с разделным водозабором приведена на рис. 5.1.8, с совмещенным водозабором берегового типа — на рис. 5.1.9.

Насосные станции для забора морской воды. Морскую воду забирают по возможности с наибольшей глубины, где вода имеет наиболее низкую температуру и содержит наименьшее количество взвешенных веществ. При сравнительно постоянном уровне воды морей насосные станции из требования условий оптимального всасывания несколько заглубляют.

На рис. 5.1.10 показана насосная станция для подачи морской воды крупному металлургическому заводу в условиях достаточной глубины воды у берега.

Насосные станции для забора воды из водохранилищ. В зависимости от места расположения относительно плотины насосные станции для забора воды из водохранилищ могут быть незаглубленными и заглубленными. Незаглубленные станции располагают на

уровне нижнего бьефа, а заглубленные — на уровне верхнего бьефа плотины. Более рациональным является расположение насосной станции на уровне нижнего бьефа, так как в этом случае достигается значительная экономия в стоимости станции и улучшаются условия ее работы и в данном случае забор воды из водохранилища осуществляется обычно через водозаборную башню.

Насосные станции для забора воды из прудов-охладителей. Охлажденную воду прудов-охладителей обычно забирают насосными станциями, расположенными на уровне верхнего бьефа охладителя. Станции получают с малым заглублением, а насосы — не под заливом. Водозабором в таких станциях служит подвал, в котором устанавливаются вращающиеся решетки. На рис. 5.1.11 показана насосная станция для подачи воды из пруда-охладителя.

Насосные станции второго и последующих подъемов. Здания таких станций могут быть выполнены незаглубленными или частично заглубленными. В незаглубленных станциях требуется установка вакуум-насосов. На частично заглубленных станциях нет надобности в их установке, но должны быть предусмотрены дренажные насосы или выпуски для удаления дренажных вод из насосной станции.

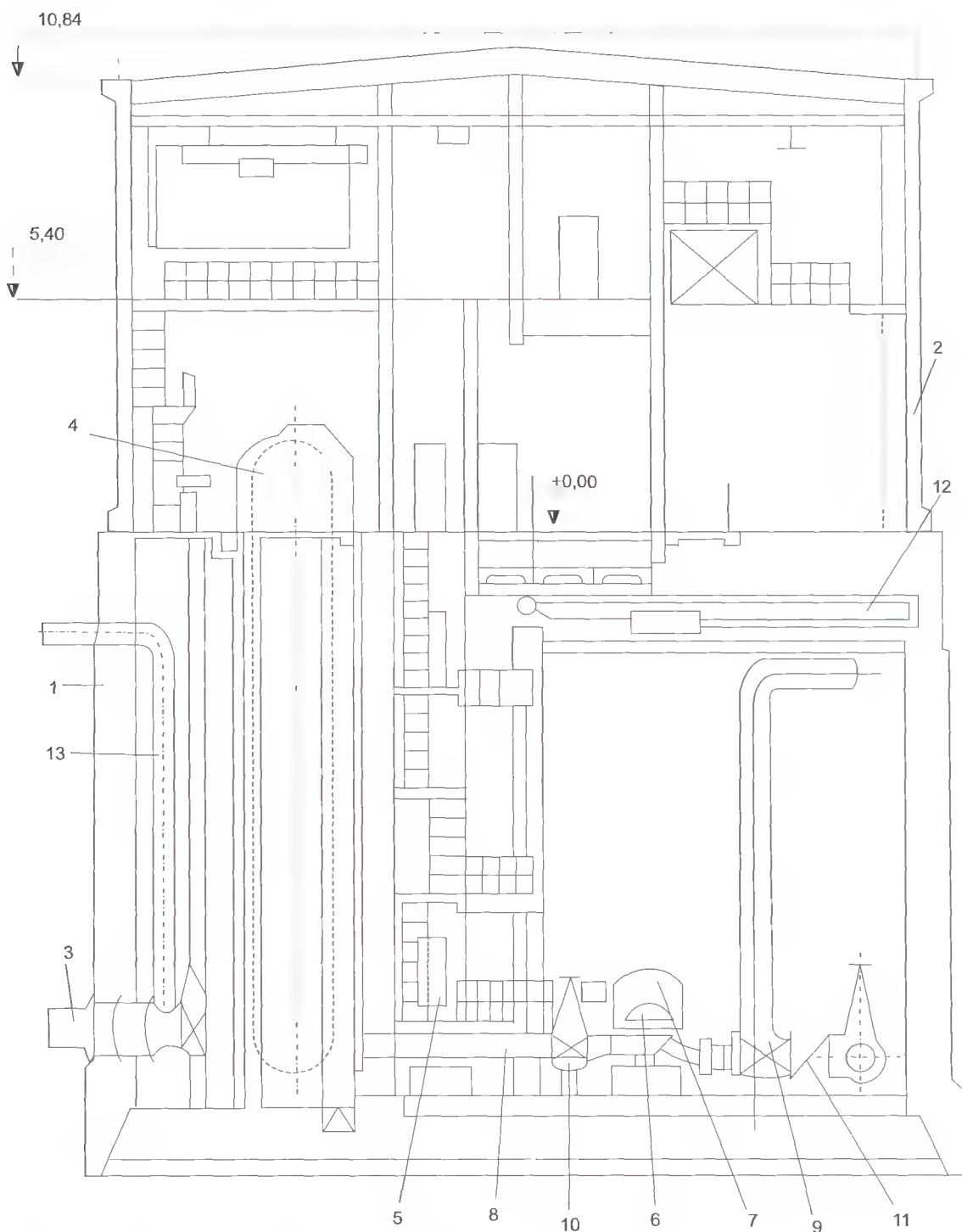


Рис. 5.1.9. Насосная станция для забора воды из реки с совмещенным водозабором:

1 — подземная часть станции; 2 — надземная часть станции; 3 — самотечные трубопроводы; 4 — вращающиеся сетки; 5 — пассажирский лифт; 6 — насосы марки 20НДС; 7 — электродвигатели асинхронные (800 кВт, 6 кВ, 985 об/мин); 8 — всасывающие трубопроводы; 9 — напорные трубопроводы; 10 — задвижка; 11 — обратный клапан; 12 — кран-балка радиальная грузоподъемностью 10 т; 13 — трубопровод для промывки самотечных трубопроводов

Особенности устройства насосных станций систем оборотного водоснабжения

Для более надежной работы насосных станций оборотных систем насосы устанавливают под заливом.

На тех станциях, где насосы установлены выше уровня воды в водозаборе и для заливки насосов установлены вакуум-насосы, параллельно с вакуум-на-

сосами устанавливают группу водоструйных насосов. Последние должны находиться в действии, чтобы все резервные насосы были готовы к запуску.

Для защиты систем водоснабжения от попадания посторонних предметов водозаборные устройства оборудуют затворами, решетками (в том числе с электрообогревом, съемными, вращающимися, ленточными),

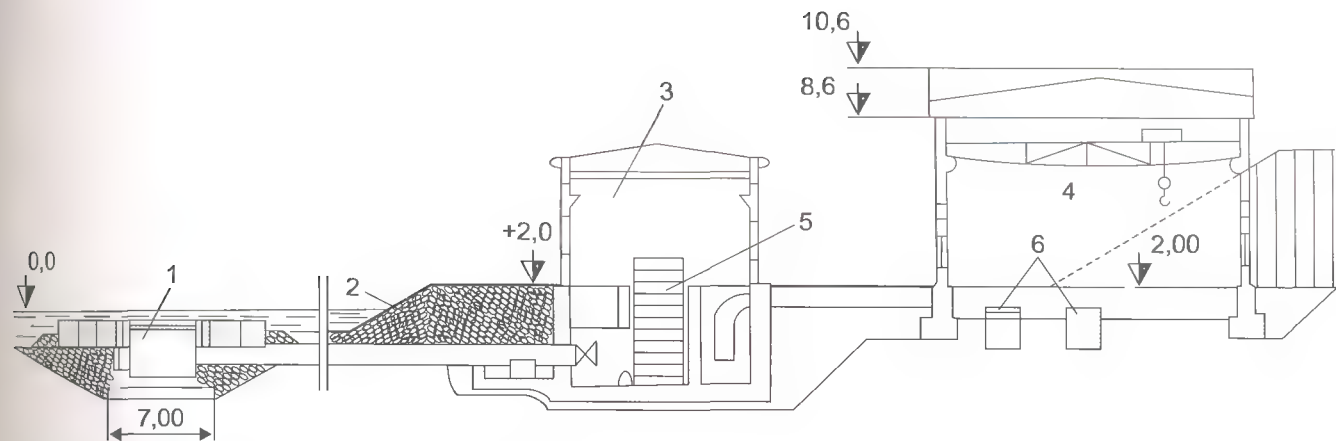


Рис. 5.1.10. Насосная станция для забора морской воды:
 1 — оголовок; 2 — крепление берега; 3 — водозаборный колодец; 4 — насосная станция; 5 — вращающиеся сетки; 6 — насосы 22НДС

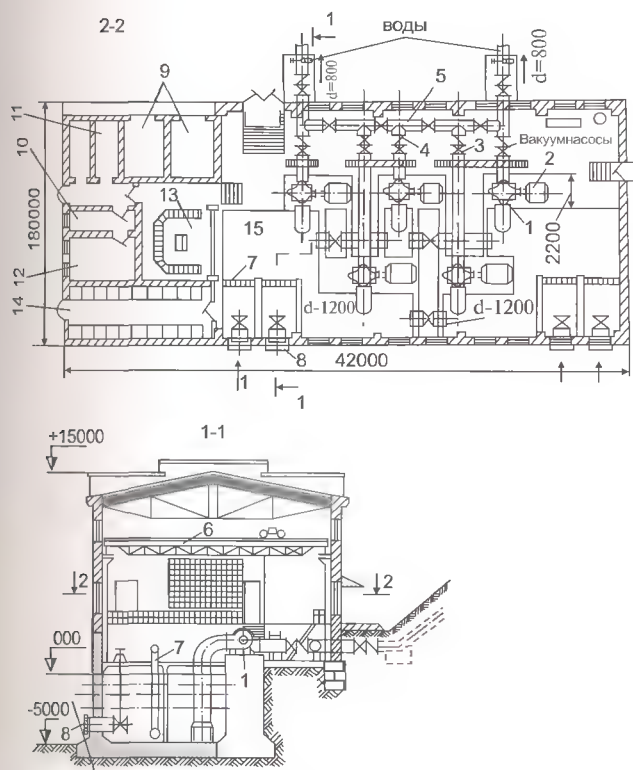


Рис. 5.1.11. Насосная станция для забора воды из пруда-охладителя:
 1 — насосы марки 22НДС; 2 — электродвигатели асинхронные (1250 кВт, 985 об/мин); 3 — задвижки; 4 — обратные клапаны; 5 — напорный коллектор; 6 — мостовой кран; 7 — вращающиеся сетки; 8 — неподвижные (грубые) решетки; 9 — трансформаторная; 10 — вентиляционная; 11 — зарядные агрегаты; 12 — аккумуляторная; 13 — щитовая; 14 — электрическое распределительное устройство 6 кВ; 15 — водозабор

сетками. Для проведения монтажных работ — грузоподъемными устройствами [3].

Решетки с электрообогревом применяются как одно из средств борьбы с обмерзанием и закупоркой их льдом. В основу расчета электрообогрева решеток должно быть положено одно из следующих условий:

- повышение температуры воды, проходящей через решетки, до такой величины, при которой прекратилось бы льдообразование;
- поддержание температуры поверхности решеток выше температуры таяния льда.

При первом условии, т. е. при повышении температуры воды даже на сотые доли градуса выше 0°C , содержащаяся в воде шуга не прилипает к стержням и не закупоривает решетки. На основе имеющейся практики борьбы с подводным льдом обычно считают необходимым повышение температуры переохлажденной во время шугохода воды (переохлаждение достигает минус $0,02 \div 0,06^\circ\text{C}$ и ниже) до некоторой положительной температуры ($0,01 \div 0,02^\circ\text{C}$). При этом, если учитывать, что для нагрева воды в количестве $1 \text{ м}^3/\text{с}$ на каждые $0,01^\circ\text{C}$ расходуется 40 кВт электроэнергии, общий ее расход для поднятия температуры переохлажденной воды до $0,02^\circ\text{C}$ будет составлять около $200 \div 400$ кВт. Вследствие этого данный способ обогрева применим лишь при малой производительности водозабора и диаметре самотечных труб $200 \div 300$ мм.

Наиболее распространенным способом является нагрев решетки до плюс $0,01 \div 0,02^\circ\text{C}$. Такой подогрев требует энергии в десятки раз меньше и, хотя не повышает заметно температуры проходящей воды, все же предохраняет решетку от обмерзания.

Для первого условия требуемую мощность, кВт, обогрева определяют по формуле:

$$N = G c \delta t,$$

где: G — расход проходящей через решетку воды; $c = 4,19 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$ — теплоемкость воды; δt — повышение температуры воды.

Для второго условия требуемую мощность, кВт, определяют по формуле:

$$N = \alpha F (t_1 - t_2),$$

где: α — коэффициент теплоотдачи, $\text{кВт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$; F — площадь обогреваемой поверхности стержней решетки, м^2 ; t_1 и t_2 — заданные температуры нагретой поверхности решетки и переохлажденной воды, $^\circ\text{C}$.

Для достижения необходимого сопротивления при напряжении постоянного тока 50÷150 В присоединение решеток к шинам производится группами. В каждой группе решетки соединены последовательно. Такой способ снижает напряжение между крайними клеммами решетки, что важно для надежности и безопасности установки.

Сопротивление решеток, Ом, соединенных последовательно, равно:

$$R = c k L / f,$$

где: c — удельное электросопротивление стали, равное 0,1 при температуре воды 0 °С; k — коэффициент увеличения сопротивления при переменном токе для стали, в среднем равный 8; L — общая длина стержней решеток секции, соединяемых последовательно, м; f — поперечное сечение стержней, мм².

При проектировании решеток с электрообогревом предусматривают возможность ступенчатого регулирования интенсивности обогрева с превышением расчетной мощности примерно на 20 %.

1.3.3. Насосы

Общие сведения о лопастных насосах

Лопастные насосы в зависимости от назначения и свойств перекачиваемой жидкости разделяют на насосы общего применения и специальные. Для перекачки чистой воды и жидкостей, сходных с водой по вязкости и химической активности, используют насосы общего применения. Специальные насосы, которые применяют для перекачки воды, содержащей взвешенные вещества, подразделяют на фекальные, землесосные, баггерные, торфяные и др. К этой группе насосов относят также артезианские и кислотные насосы.

Основными техническими показателями, характеризующими работу лопастного насоса, являются: напор, производительность, КПД, мощность на валу, частота вращения вала и допустимая вакуумметрическая высота всасывания.

Напор, м вод. ст., действующих насосных установок (см. рис. 5.1.12.) определяют по показаниям манометра и вакуумметра:

$$H = M_o + B_o + (v_m^2 - v_b^2)/2g,$$

где: M_o , B_o — приведенные к оси насоса показания манометра и вакуумметра, м вод. ст.; v_m и v_b — скорости воды в местах присоединения манометра и вакуумметра, м/с.

При расположении манометра и вакуумметра, как показано на рис. 5.1.12:

$$M_o = M + h_1; B_o = B + h_2,$$

где: M и B — показания манометра и вакуумметра, м вод. ст.; h_1 и h_2 — отметки точек присоединения приборов относительно оси насоса, м.

В случае работы насоса с подпором напор, создаваемый насосом, подсчитывают по формуле:

$$H = M_o^H - M_o^B + (v_m^2 - v_b^2)/2g,$$

где: M_o^H и M_o^B — приведенные к оси насоса показания манометров на напорном и на всасывающем патрубках насоса.

В проектируемых насосных установках полный напор насоса равен:

$$H = H_r + \sum h_{\pi} + h_{св},$$

где: H_r — полный геометрический напор или высота от уровня воды в водозаборном колодце до верхнего уровня воды в напорном резервуаре. Этот напор также называют статическим, $H_{ст}$; $\sum h_{\pi}$ — полные потери напора на пути от приемной сетки всасывающего трубопровода до верхнего уровня воды в напорном резервуаре, м вод. ст., включая местные сопротивления; $h_{св}$ — избыточный напор на свободный излив воды, м вод. ст. В свою очередь, из схемы на рис. 5.1.12 следует:

$$H_r = H_{вс} + H_n,$$

где: $H_{вс}$ — геометрическая высота всасывания, м вод. ст.; H_n — геометрическая высота нагнетания, м вод. ст.

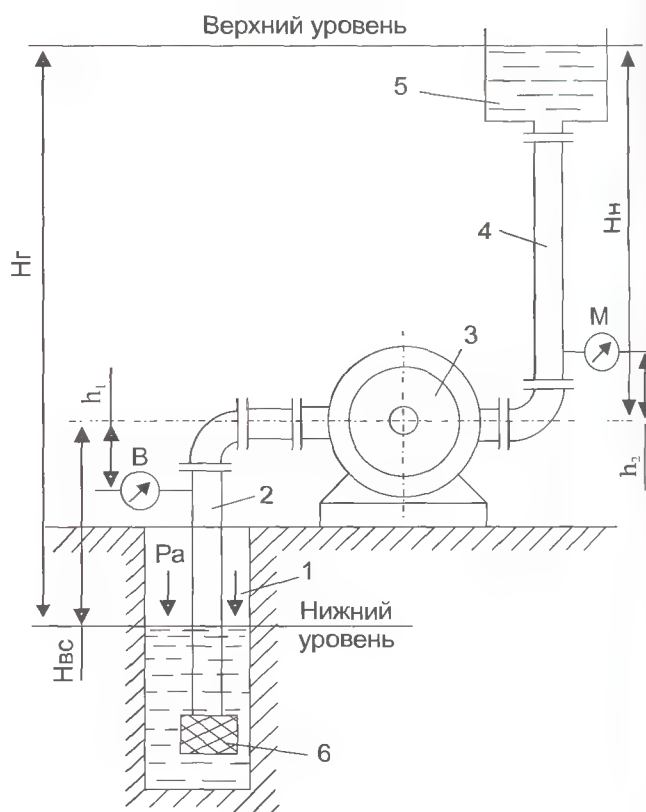


Рис. 5.1.12. Схема насосной установки:

1 — водозаборный колодец; 2 — всасывающий трубопровод; 3 — насос; 4 — напорный трубопровод; 5 — напорный бак; 6 — приемный клапан с сеткой; В — вакуумметр; М — манометр

Производительность (или подача) насоса представляет собой объем жидкости, подаваемой насосом в единицу времени.

Коэффициент полезного действия является критерием экономичности работы насоса и определяется по формуле:

$$\eta = \eta_1 \eta_{об} \eta_{мех},$$

где: $\eta_1 = H/(H + \Delta H)$ — гидравлический КПД; H — полный напор насоса; ΔH — потери напора на гидравлические сопротивления внутри насоса (гидравлический КПД современных крупных насосов среднего и низкого давления достигает 0,95); $\eta_{об} = G / (G + \Delta G)$ — объемный КПД насоса; G — расход жидкости, подаваемой насосом в напорный трубопровод; ΔG — расход жидкости, затрачиваемой на щелевые потери внутри насоса; объемный КПД современных крупных отечественных насосов достигает 0,99; $\eta_{мех} = N_B / (N_B + \Delta N_B)$ — механический КПД насоса; N_B — эффективная мощность на валу; ΔN_B — мощность, расходуемая на механические потери, кВт. Механический КПД современных насосов на подшипниках качения достигает 0,93.

Коэффициент полезного действия насосов в зависимости от конструкции, производительности и давления колеблется в пределах от 0,7 до 0,92 и меняется в зависимости от производительности. Максимальное его значение соответствует точке оптимального режима работы насоса и указывается заводами-изготовителями в паспорте насоса.

Мощность на валу или эффективная мощность насоса

Для подъема жидкости на определенную высоту необходимо затратить энергию, величина которой зависит от массы поднимаемой жидкости и высоты подъема насоса.

Эффективная мощность, кВт (мощность на валу), равна:

$$N_e = GH/\eta,$$

где: G — производительность насоса, м³/с; H — полный напор, создаваемый насосом, кПа.

Мощность привода насоса, кВт, (при непосредственном соединении насоса с приводом) принимают несколько больше мощности N_e на величину K , т. е.:

$$N_{дв} = K N_e,$$

где K — коэффициент запаса мощности, учитывающий возможные перегрузки двигателя и равный 1,25 при мощности на валу насоса до 20 кВт; 1,2 при 20÷50 кВт; 1,15 при 50 до 300 кВт и 1,10 при мощности более 300 кВт.

При ременной и редукторной передаче мощность двигателя, кВт, будет равна:

$$N_{дв} = K N_e / \eta_{п},$$

где: $\eta_{п}$ — КПД передачи, принимаемый при ременной передаче равным 0,94÷0,95; при редукторной — 0,96÷0,98.

При изменении числа оборотов вала насоса изменяются также производительность G , напор H и мощность N на валу насоса. Эти изменения выражаются следующими формулами и коэффициентами:

$$G_1 = G n_2 / n_1; H_1 = H (n_2 / n_1)^2; N_1 = N (n_2 / n_1)^3.$$

Расчетная максимальная частота вращения насоса не может быть увеличена без согласия завода-изготовителя. Работа насоса с пониженной частотой вращения допускается, при этом КПД насоса существенно не изменяется.

Вакуумметрическая высота всасывания (допустимая) насосов определяется по формуле:

$$H_{вак} = H_B + \sum h_{п.в} + v_B^2 / 2g,$$

где: H_B — геометрическая высота всасывания; $\sum h_{п.в}$ — суммарные потери напора во всасывающем трубопроводе на трение и местные сопротивления; v_B — скорость жидкости во входном патрубке насоса.

Допустимая вакуумметрическая высота всасывания насосов различных типов неодинакова. Ее значение указывают в каталогах насосов при атмосферном давлении и температуре жидкости 20 °С. В зависимости от типа насоса $H_{вак}^{доп}$ может быть от 10 до 60 Па (1÷6 м вод. ст.).

В случае установки насоса на объекте с барометрическим давлением меньше атмосферного необходимо вводить поправку, а именно:

$$H'_{вак} = H_{вак}^{доп} - 100 + H_a,$$

где: $H_{вак}^{доп}$ — допустимая вакуумметрическая высота всасывания, указанная в каталоге; H_a — барометрическое давление на объекте, где устанавливается насос.

Величина H_a изменяется в зависимости от высоты местности над уровнем моря H_y и составляет:

H_y	0	100	200	300	400	500	600
H_a	103	102	101	100	98	97	96

Вакуумметрическая высота всасывания в значительной степени зависит от температуры перекачиваемой жидкости. С увеличением температуры допустимая высота всасывания уменьшается.

Поскольку $H_{вак}^{доп}$ в каталогах указана при 20 °С, то при подаче жидкости с более высокой температурой допустимая вакуумметрическая высота всасывания составит:

$$H'_{вак} = H_{вак}^{доп} - h_{п.в},$$

где: $h_{п.в}$ — давление насыщенного водяного пара в зависимости от температуры.

Ниже приведены давления насыщенного водяного пара в зависимости от температуры.

Температура, °C	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Давление насыщенного пара, кПа	2,4	4,3	7,5	12,5	20,2	31,7	48,2	71,4	103,3

Таким образом, при подаче насосом горячей воды вакуум недопустим, и насос должен работать с подпором.

При подаче сильно загрязненных вод также не следует работать без подпора на входе, так как при понижении давления происходит выделение газов, что может привести к прекращению процесса всасывания.

При изменении частоты вращения насоса новая допустимая вакуумметрическая высота всасывания выразится следующей формулой:

$$H''_{\text{вак}} = 100 - (100 - H_{\text{вак}}^{\text{доп}}) \left(\frac{n_2}{n_1} \right)^2,$$

где: $H_{\text{вак}}^{\text{доп}}$ — величина вакуума по каталогу, кПа; n_2 — измененная частота вращения ротора.

Коэффициент быстроходности насосов. Для сравнения различных типов рабочих колес насосов, создающих разные напоры и обладающих различной производительностью, пользуются коэффициентом быстроходности n_s (удельной частотой вращения), объединяя различные группы насосов по принципу их геометрического и гидродинамического подобия. Коэффициент быстроходности n_s равен частоте вращения эталонного рабочего колеса, геометрически подобного рассматриваемому колесу, которое при $H = 9,81$ кПа (1 м вод. ст.) и $G = 0,075$ м³/с потребляет мощность 735,5 Вт при условии подобия режимов работы.

Коэффициент быстроходности n_s определяется по формуле:

$$n_s = 3,65nG^{0,5}/(0,1H)^{0,75},$$

где: n — число оборотов вала в минуту; G — производительность насоса, м³/с, при максимальном КПД; для насоса с двусторонним впуском воды в колеса — $G/2$; H — напор насоса.

В зависимости от n_s различают следующие группы рабочих колес основных типов.

	n_s	D_2/D_0
Тихоходные	$50 < n_s < 80$	2,5÷3
Нормальные	$80 < n_s < 150$	2
Быстроходные	$150 < n_s < 350$	1,8÷1,4
Полуосевые	$350 < n_s < 500$	1,2÷1,1
Осевые	$500 < n_s < 1500$	1÷0,8

Примечание. D_0 — диаметр верхней кромки лопаток колеса на входе; D_2 — диаметр центра кромки лопаток колеса на выходе.

С повышением коэффициента быстроходности n_s увеличивается также КПД насоса. Максимальное значение КПД достигается при n_s от 90 до 300.

Кавитация насосов. При понижении давления перекачиваемой жидкости у входа в рабочее колесо ниже упругости паров жидкости при ее рабочей температуре происходит парообразование. Жидкость начинает вскипать. Пузырьки пара, попадая далее в зону повышенного давления, лопаются. В результате возникают местные повышения давления, сопровождающиеся ударами, шумом и вибрацией насоса. Такое явление называют кавитацией. Причинами кавитации являются увеличение вакуумметрической высоты всасывания, повышение температуры жидкости, добавочные сопротивления внутри колеса, а также конструктивные недостатки насоса [3].

Допустимая высота всасывания, кПа, исключающая кавитацию, определяется по формуле С. С. Руднева:

$$H_{\text{в.с}} = H_a - \left(\frac{nG^{0,5}}{C_{\text{кр}}} \right)^{4/3},$$

где: H_a — атмосферное давление, за вычетом давления упругих паров перекачиваемой жидкости, кПа (м вод. ст.); n — число оборотов насоса в минуту; G — производительность насоса, м³/с. Для насоса с рабочим колесом двустороннего впуска воды необходимо вместо G подставлять $G/2$; $C_{\text{кр}}$ — кавитационный критерий подобия насосов, зависящий от коэффициента быстроходности:

n_s	50÷70	70÷80	80÷150	150÷200
$C_{\text{кр}}$	600÷750	800	800÷1000	1000÷1200

Рабочие характеристики насосов (см. рис. 5.1.13). Графическое изображение зависимостей напора, затрачиваемой мощности, КПД и допустимой высоты всасывания от производительности насоса называется рабочей характеристикой. Такие характеристики строятся на основании данных испытаний, при этом характер кривой $H(G)$ зависит от конструкции насоса. Кривая может быть пологой и крутопадающей при высоком значении n_s и возрастающей при низком коэффициенте быстроходности.

Крутизна характеристики, %, определяется из следующей формулы:

$$K = 100(H_0 - H_K) / H_K,$$

где: H_0 — напор насоса при работе с закрытой задвижкой, т. е. при $G = 0$; H_K — напор при максимальном КПД.

Крутизна пологой характеристики обычно составляет 8÷12 %. Особенностью насосов с такой характеристикой является сравнительно небольшое изменение напора при значительном колебании его производительности. Крутизна крутопадающих характеристик составляет 25÷30 %. Применение насосов с крутой характеристикой выгодно в тех случаях, когда жела-

тельно иметь малый диапазон колебаний производительности при значительных колебаниях напора насосов. Работа насосов с непрерывно снижающимися характеристиками протекает устойчиво при режимах, соответствующих всем точкам кривой.

В начале возрастающих характеристик до их максимума находится неустойчивый участок. У насосов с такими характеристиками одному и тому же напору соответствуют разные производительности, что во многих случаях приводит к неустойчивой работе насоса. Работа насоса с характеристикой, имеющей неустойчивый участок, допускается только при расходах, превышающих G_k , т. е. при максимальном КПД. На рабочих характеристиках насосов, приводимых в каталогах заводами-изготовителями, линии по кривой $H(G)$, (см. рис. 5.1.13, а) указывают наиболее экономичные области применения насоса, при этом кривые, начерченные сплошными линиями, относятся к нормальному рабочему колесу, а пунктиром — к обточенному.

Универсальные характеристики насосов. При изменении числа оборотов одновременно меняются производительность G , напор H и мощность N насоса. При этом КПД насоса существенно не изменяется, а несколько смещается влево. Кривые $H(G)$ при изменении числа оборотов располагаются параллельно. Отметив на кривых $H(G)$ (см. рис. 5.1.13, б) при нормальных и измененных оборотах точки с одинаковыми КПД и соединив их кривыми, получим универсальную характеристику насоса (см. рис. 5.1.13, б). Такая характеристика позволяет установить наиболее выгоднейший режим работы при изменении числа оборотов.

Универсальная характеристика (и индивидуальная) относится только к одному определенному насо-

су. Но оказывается, что может быть общая характеристика, относящаяся к целому ряду (серии) геометрически подобных насосов, имеющих одинаковое отношение b_2/D_2 и одинаковые выходные углы лопаток β_2 . Такая характеристика называется типовой или безразмерной.

Универсальную характеристику насоса при изменении диаметра рабочего колеса или числа оборотов пересчитывают по методу пересчета безразмерных характеристик, для чего подсчитывают коэффициенты напора K_H и расхода K_G по следующим формулам:

$$K_H = \left(\frac{D_1 n_1}{D_2 n_2} \right)^2; K_G = \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^2 \frac{n_1}{n_2},$$

где: D_1, n_1 и D_2, n_2 — прежние и измененные значения диаметра и частоты вращения колеса.

Изменение характеристики насоса при обточке рабочего колеса. Очень часто требуемые характеристики центробежных насосов отличаются от каталожных, и использовать насос можно только после обточки рабочих колес для снижения создаваемого напора. В спиральных насосах обтачивают как лопатки, так и диски колеса, а в турбинных насосах для сохранения нормального зазора между колесом и направляющим аппаратом обтачивают только лопатки.

Величины производительности, напора, мощности и коэффициента быстроходности при обточке колеса определяются следующими формулами:

$$G_2 = G_1 D_2 / D_1; H_2 = H_1 (D_2 / D_1)^2;$$

$$N_2 = N_1 (D_2 / D_1)^3; n_{s2} = n_{s1} D_1 / D_2,$$

где: индексами 1 и 2 обозначены соответственно величины до и после обточки колеса.

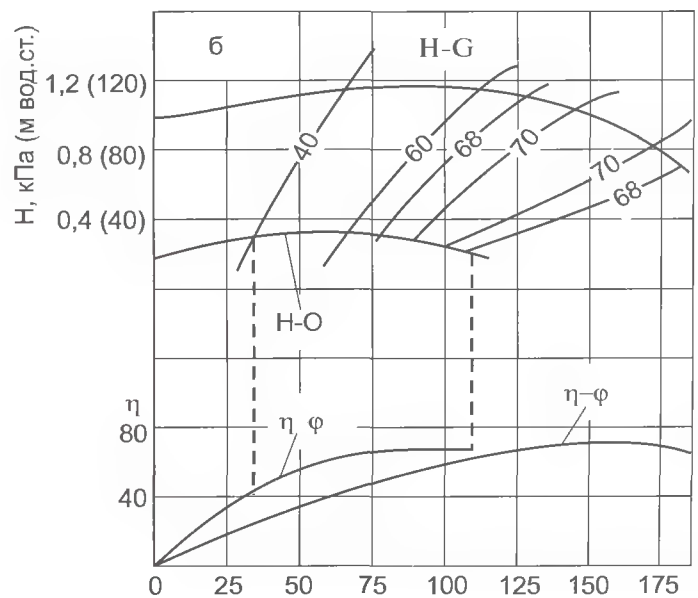
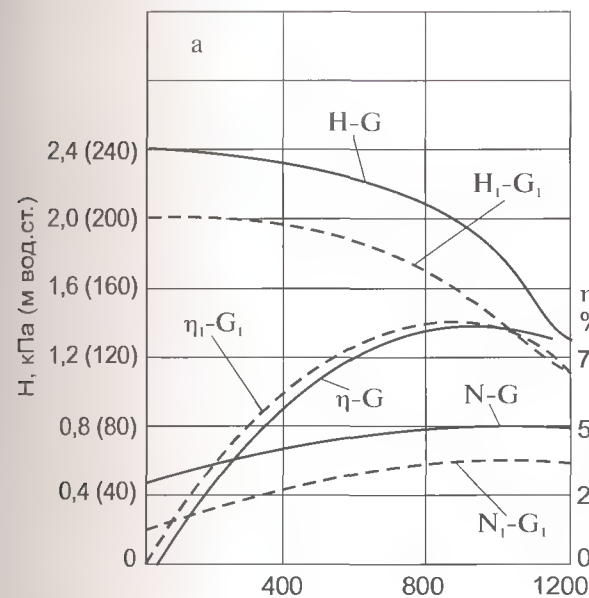


Рис. 5.1.13. Характеристики насосов:

а) — рабочие характеристики насосов, указывающие наиболее экономичные области применения; б) — универсальная характеристика спирального насоса

Допустимая величина обточки рабочего колеса в зависимости от коэффициента быстроходности насоса приведена ниже.

Коэффициент быстроходности колеса	60:120	120÷200	200÷300
Уменьшение нормального диаметра колеса, %	15÷20	11÷15	7÷11
Примерное снижение КПД насосов, %, на каждые 10 % обточки	1÷1,5	1,5÷2	2÷2,5

Типы центробежных насосов

На предприятиях применяют как горизонтальные, так и вертикальные насосы.

Горизонтальные:

К — одноступенчатые консольного типа с рабочим колесом одностороннего входа; для подачи от 4,5 до 360 м³/ч чистой воды температурой до 105 °С при напоре от 90 до 980 кПа (9÷98 м вод. ст.);

КМ — моноблочные насосы, отличающиеся от насосов К отсутствием лап и креплением корпуса насоса к фланцу электродвигателя; рабочее колесо насажено на удлиненный конец вала двигателя;

НД — одноступенчатые с рабочим колесом двустороннего входа воды в колесо и горизонтальным разъемом корпуса; для подачи от 90 до 6500 м³/ч воды температурой до 100 °С при напоре от 100 до 1040 кПа (10: 104 м вод. ст.);

Д — одноступенчатые с рабочим колесом двустороннего входа воды в колесо с горизонтальным разъемом корпуса; для подачи от 380 до 12 500 м³/ч воды температурой до 105 °С при напоре от 105 до 1370 кПа (10,5÷137 м вод. ст.);

ЗВ — многоступенчатые с рабочим колесом одностороннего входа и горизонтальным разъемом корпуса; для подачи от 250 до 540 м³/ч воды температурой до 100 °С при напоре от 640 до 2400 кПа (64: 240 м вод. ст.);

М — многоступенчатые с горизонтальным разъемом корпуса и рабочими колесами одностороннего входа; для подачи от 130 до 3600 м³/ч воды температурой до 100 °С при напоре от 1,1 до 4,55 МПа (110÷455 м вод. ст.);

МД — трех- и пятиступенчатые спирального типа с горизонтальным разъемом корпуса и первым колесом двустороннего входа; для подачи от 90 до 320 м³/ч воды температурой до 105 °С при напоре от 1,38 до 7,25 МПа (138÷725 м вод. ст.);

МС — многоступенчатые секционные с колесами одностороннего входа; для откачки нейтральных шахтных вод, а также подачи чистых вод производительностью от 34 до 290 м³/ч при напоре от 0,46 до 6,8 МПа (46÷680 м вод. ст.) и числе рабочих колес от 2 до 10. Допустимый предел температуры — 60 °С;

Ф — одноступенчатые консольного типа с рабочим колесом одностороннего входа; для перекачки загрязненных жидкостей температурой до 100 °С; производительность насосов от 18 до 2400 м³/ч при напоре от 78 до 1050 кПа (7,8÷105 м вод. ст.);

Гр — одноступенчатые консольного типа (землесосы) с четырехлопастным рабочим колесом одностороннего входа; для подачи измельченного грунта и других горных пород, взвешенных в воде, производительностью от 319 до 7000 м³/ч при напоре от 137 до 720 кПа (13,7÷72 м вод. ст.);

Пс — одноступенчатые консольного типа с рабочим колесом одностороннего входа; для перекачки химически нейтральных гидросмесей воды с песком, рудой, грунтом производительностью от 25 до 360 м³/ч при напоре от 90 до 460 кПа (9÷46 м вод. ст.);

ХД — одноступенчатые консольного типа с односторонним входом жидкости в рабочее колесо; для подачи агрессивных жидкостей, не содержащих взвешенных частиц, производительностью от 6 до 180 м³/ч при напоре от 140 до 350 кПа (14÷35 м вод. ст.);

МСК — многоступенчатые секционные с рабочими колесами одностороннего входа, с числом колес от 2 до 10; для подачи агрессивных жидкостей, не содержащих взвешенных частиц, производительностью от 60 до 290 м³/ч при напоре от 0,66 до 6 МПа (66÷600 м вод. ст.);

НДВ-Х — одноступенчатые с горизонтальным разъемом корпуса, с рабочими колесами двустороннего входа; для подачи агрессивных жидкостей, не содержащих взвешенных частиц, производительностью от 216 до 720 м³/ч при напоре от 280 до 940 кПа (28÷94 м вод. ст.).

Вертикальные:

НДсВ — одноступенчатые с рабочим колесом двустороннего входа; для подачи от 2700 до 65 00 м³/ч воды температурой до 100 °С при напоре от 400 до 790 кПа (40: 79 м вод. ст.);

В — одноступенчатые с рабочим колесом одностороннего входа; для подачи от 3200 до 65000 м³/ч воды при напоре от 185 до 880 кПа (18,5÷88 м вод. ст.) и температуре до 50 °С;

ФВ — одноступенчатые с рабочим колесом одностороннего входа; для перекачки загрязненных жидкостей производительностью от 36 до 9000 м³/ч при напоре от 130 до 440 кПа (13÷44 м вод. ст.);

А и **АТН** — артезианские многоступенчатые с рабочими колесами одностороннего входа; для подъема воды из скважин с надземным расположением электродвигателя, соединенного с насосом трансмиссионным валом; производительность насосов от 30 до 1200 м³/ч при напоре от 280 до 1150 кПа (28÷15 м вод. ст.) при числе рабочих колес от 1 до 22;

АПВ и **ЭЦВ** — артезианские погружные многоступенчатые с рабочими колесами одностороннего входа; для подъема воды из скважин производительностью

от 3 до 470 м³/ч при напоре от 300 до 3600 кПа (30:360 м вод. ст.) с числом рабочих колес от 1 до 27;

О и ОП — осевые (одно- и многоступенчатые) с неподвижным и поворотным колесами.

Конструкции, основные размеры и технические характеристики насосов приведены в [6÷11]; там же имеются необходимые данные об электроприводе насосов.

1.3.4. Воздуходувки и вакуум-насосы

В системах водоснабжения и канализации сжатый воздух применяется для технологических целей, а также для приготовления растворов реагентов. В сооружениях для очистки сточных вод (преаэраторы, аэротенки) используются воздуходувки типов: ТВ с избыточным давлением до 95 кПа (9,5 м вод. ст.), 360 и 750 с избыточным давлением до 80 кПа (8 м вод. ст.). Воздуходувки типов ВК, РМК и ТВ применяются в реагентных хозяйствах для подачи воздуха на растворение, перемешивание и поддержание во взвешенном состоянии растворов реагентов. Водокольцевые машины типа ВК, РМК и ВВН по своему устройству могут быть использованы в качестве воздуходувок и вакуум-насосов. Воздуходувки типа ТВ и нагнетатели типов 360 и 750 — центробежные машины, без внутреннего охлаждения, в которых сжатие и нагнетание воздуха происходит по адиабатическому процессу [6].

На параметры воздуходувных машин данного типа влияет состояние всасываемого воздуха (давление и температура).

При изменении абсолютного давления всасывания (при постоянной температуре) конечное давление, производительность и мощность изменяются в следующих зависимостях:

$$\frac{P}{P'} = \frac{P_0}{P'_0}, \frac{G}{G'} = \frac{P_0}{P'_0}, \frac{N}{N'} = \frac{P_0}{P'_0},$$

где: P_0 и P — начальное давление всасывания и нагнетания; P'_0 и P' — измененное давление всасывания и нагнетания; G и G' — производительность и мощность при измененном давлении всасывания.

Кроме давления во всасывающем трубопроводе, на работу воздуходувок оказывает большое влияние температура всасываемого воздуха, от которой параметры машин изменяются в следующих соотношениях:

$$\frac{P}{P'} = \frac{t'_0}{t_0}, \frac{G}{G'} = \frac{t'_0}{t_0}, \frac{N}{N'} = \frac{t'_0}{t_0},$$

где: t_0 и t'_0 — начальная и измененная температура всасывания.

С учетом начального и конечного давления всасываемого воздуха и его начальной температуры можно определить конечную температуру воздуха при ади-

абатном сжатии (без подвода и отвода тепла) по формуле:

$$\frac{t}{t_0} = \left(\frac{P}{P_0} \right)^{\frac{k-1}{k}},$$

где: t — конечная температура сжатия; k — коэффициент адиабаты; для воздуха $k = 1,4$.

В работе воздуходувных машин при определенных условиях (резкое изменение расходов со стороны потребителей, быстрое изменение числа оборотов и др.) возникает нарушение равновесия, выражающееся в самопроизвольном колебании расхода, давления и мощности. Такие явления неустановившегося режима работы (помпаж) весьма опасны ввиду резкого, скачкообразного повышения давления в потоке, вызывающем увеличение напряжения в рабочих узлах машины. К некоторым воздуходульным машинам заводы-изготовители поставляют противопомпажное устройство с выпускным клапаном.

Однако опыт эксплуатации канализационных очистных сооружений показывает, что при относительно постоянном уровне воды в аэротенках, куда подается воздух, опасность возникновения неустановившегося режима работы (помпажа) исключается.

Воздуходувки типа ТВ — однокорпусные центробежные многоступенчатые машины с рабочими колесами одностороннего всасывания; корпус воздуходувок — чугунный, литой с горизонтальным разъемом по продольной оси машины.

Нагнетатели марок 360-21-1 и 750-23-4 центробежные с двумя ступенями сжатия предназначены для подачи сжатого воздуха на канализационные очистные сооружения. Нагнетатели приводят в действие асинхронные и синхронные электродвигатели с помощью одноступенчатого горизонтального редуктора. К корпусу редуктора присоединен главный зубчатый насос, подающий смазку в масляную систему агрегата.

В комплект нагнетателя входят следующие вспомогательные оборудования и устройства:

а) регулирующее устройство — в виде дроссельной заслонки, установленной на всасывающем трубопроводе для поддержания постоянства давления;

б) защитные устройства из регулятора противопомпажной защиты, автоматически обеспечивающего выпуск в атмосферу через выпускной клапан избыточного количества воздуха после достижения нагнетателем критической производительности. Реле давления масла, выдающее электрические импульсы при понижении давления масла в системе смазки подшипников;

в) масляная система, состоящая из главного пускового зубчатого насоса, масляного бака, фильтров, маслоохладителей и маслопровода с арматурой;

г) контрольно-измерительные приборы для дистанционного замера и контроля температуры подшипников нагнетателя и редуктора, воздуха до и после нагнетателя, масла после охладителя.

Водокольцевые машины типа В, работающие на воздухе, инертных газах, нерастворимых в воде, и парах, предназначены для создания небольшого избыточного давления или вакуума. Для работы водокольцевых машин необходима подача рабочей уплотняющей воды из водопровода. Часть воды используется на охлаждение и уплотнение сальника, другая часть поступает в корпус машины для пополнения водяного кольца.

В водокольцевых машинах воздух, выходящий из нагнетательного патрубка, выбрасывает и воду, поступающую из водопровода, поэтому для отделения воды от воздуха и ее сбора устанавливают баки-водоотделители. В качестве воздухоуловков используют водокольцевые машины типов ВК и РМК с водоотделителем, а в качестве вакуум-насосов — водокольцевые машины (типа ВВН, РМК и КВН) с водосборником.

1.3.5. Привод к насосам

Общие сведения об электродвигателях переменного тока

В качестве привода к насосам используют электродвигатели трехфазного переменного тока — асинхронные и синхронные, горизонтальные и вертикальные с короткозамкнутым и фазным ротором. При мощности двигателей более 300 кВт экономически выгоднее применять синхронные электродвигатели. Из асинхронных электродвигателей самыми простыми по устройству и надежности работы являются электродвигатели с короткозамкнутым ротором.

Электродвигатели с фазным ротором применяют только тогда, когда необходимы плавный пуск и снижение величины пусковых токов, чтобы при малых мощностях электрической сети избежать падения напряжения при пуске.

Асинхронные электродвигатели

Асинхронные электродвигатели трехфазного тока единой серии А имеют два исполнения: с короткозамкнутым ротором типа А, АЗ, АП и АН и с фазовым ротором типа АК и АКЗ.

Электродвигатели с замкнутым ротором предназначены для привода механизмов, не требующих регулирования скорости вращения (насосов, вентиляторов и др.). Электродвигатели с фазовым ротором предназначены для привода механизмов, требующих регулирования скорости вращения (шахтные подъемные машины, угольные мельницы и др.). Обозначение типа электродвигателя расшифровывается следующим образом:

А — электродвигатель с короткозамкнутым ротором защищенного исполнения с самовентиляцией;

АЗ — то же, в закрытом исполнении с принудительной вентиляцией;

АП — то же, во взрывозащищенном продуваемом под избыточным давлением исполнении;

АК — то же, с фазовым ротором в защищенном исполнении;

АКЗ — то же, с фазным ротором в закрытом исполнении с принудительной вентиляцией;

АН — с короткозамкнутым ротором нормального исполнения с радиальной системой вентиляции.

Электродвигатель типа А-12-32-4 означает: А — асинхронный электродвигатель с короткозамкнутым ротором; 12 — номер габарита (величина наружного диаметра сердечника статора); 32 — длина сердечника статора, см; 4 — число полюсов.

Синхронные электродвигатели трехфазного тока единой серии

Электродвигатели СДН, СДН-2 и СДНЗ-2 входят в единую серию крупных синхронных и асинхронных машин мощностью до 10 000 кВт с частотой вращения вала 100÷1000 об/мин, напряжением 6000 В, 14÷20 габаритов. Электродвигатели серии СДН и СДН-2 предназначены для привода механизмов, не требующих регулирования скорости вращения (вентиляторов, насосов, мельниц, компрессоров и т. д.), устанавливаемых в закрытых отапливаемых и вентилируемых помещениях в районах с умеренным и холодным климатом.

Условия эксплуатации: высота установки не более 1000 м над уровнем моря; температура охлаждающего воздуха не более 40 °С. Среднемесячное значение относительной влажности охлаждающего воздуха в наиболее теплый и влажный период не более 65 % при 20 °С и 80 % при 25 °С. Охлаждающий воздух не должен содержать взрывоопасных и химически агрессивных примесей, а также токопроводящей пыли; содержание нетокопроводящей пыли в охлаждающем воздухе не более 0,2 мг/м³.

Технические данные синхронных электродвигателей единой серии СДН и СДН-2 приведены в [6–11].

Условное обозначение синхронной машины расшифровывается следующим образом: С — синхронная; Д — двигатель; Н — нормального исполнения; первая цифра после букв — номер серии; первое число после первого тире — порядковый номер габарита; число после второго тире — полная длина сердечника статора, см; следующие одна или две цифры после третьего тире — число полюсов. Синхронные электродвигатели изготавливают с горизонтальным расположением вала на двух стояковых подшипниках.

По степени защиты электродвигатели имеют два исполнения: от случайного соприкосновения с находящимися под напряжением и движущимися частями, от попадания внутрь твердых тел и от вертикально падающих капель воды (СДН, СДН-2) и СДНЗ-2, защищенных дополнительно от воды в виде дождя, падающей под углом до 60° к вертикали. Возбуждение машин СДН осуществляется от вращающихся возбуждателей серии ПВ на одном валу с ротором машины.

В машинах СДН-2 и СДНЗ-2 возбуждение принято от тиристорных возбуждающих устройств серии ТВУ с питанием их от специальных трансформаторов.

1.4. СИСТЕМЫ ВОДОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ И НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ. ВОДОВОДЫ, ВОДОВОДНЫЕ СЕТИ И ВОДОСНАБЖЕНИЕ ЗДАНИЙ

1.4.1. Водоснабжение городов и населенных пунктов

Системы водоснабжения. Для водоснабжения городов и населенных пунктов используют воду из рек, водохранилищ, озер, подземных источников. Из рек воду забирают до населенного пункта и сбрасывают ниже по течению. Водохранилища и естественные водоемы, из которых вода поступает в систему водоснабжения, располагаются, как правило, в санитарно-охранных зонах.

Для забора подземной воды из водоносных пластов бурят скважины, закрепленные колонной обсадных стальных труб. Над колодезем делают надстройку в виде павильона. В нижней части колодца устанавливают фильтр, через который поступает вода. Подъем воды обычно осуществляют центробежными насосами, которые подают ее в сборные резервуары, водонапорные башни или непосредственно в водопроводную сеть.

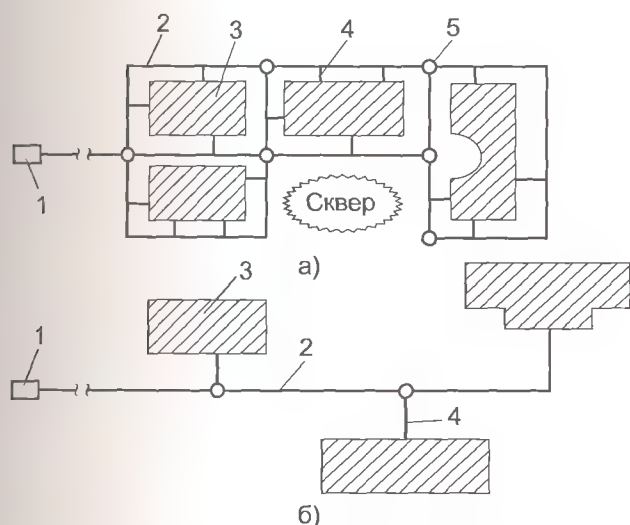


Рис. 5.1.14. Принципиальные схемы наружных водопроводных сетей:

а) — кольцевая; б) — тупиковая;

1 — насосная станция второго подъема; 2 — магистральные трубопроводы; 3 — цеха; 4 — вводы; 5 — колодцы

В крупных городах может быть не один, а несколько источников водоснабжения, в том числе подземных. Их обычно объединяют одной городской водопроводной сетью.

Городские водопроводные сети монтируют из стальных, чугунных напорных железобетонных и асбестоцементных труб. Оборудованием этих сетей являются задвижки, служащие для выключения отдельных участков сети на случай ремонта или аварии; пожарные гидранты и водоразборные колонки.

При больших диаметрах трубы применяются кольцевые схемы, состоящие из нескольких замкнутых контуров (см. рис. 5.1.14, а); кольцевая сеть обеспечивает бесперебойное снабжение водой всех потребителей и при повреждении ее в какой-либо точке. Допускается создание тупиковых в виде ряда отдельных ответвлений (см. рис. 5.1.14, б) хозяйственно-питьевых водопроводов при диаметре труб до 100 мм.

1.4.2. Системы водоснабжения зданий

Внутренний водопровод. В жилых и общественных зданиях различают два вида внутреннего водопровода — хозяйственно-питьевой, в том числе поливочный, и противопожарный. Встречаются объединенные в общий хозяйственно-питьевой и противопожарный водопровод или два отдельных водопровода. Выбор схемы внутреннего водопровода производят исходя из технико-экономической целесообразности, санитарно-гигиенических и противопожарных требований [12].

Одним из важных условий является наличие необходимого напора в наружной водопроводной сети у ввода в здание. Если напор достаточен для преодоления всех сопротивлений внутреннего водопровода и поступления воды к точкам водоразбора на верхнем этаже в любое время суток, водоснабжение здания можно осуществлять по схеме, приведенной на рис. 5.1.15, а. Если дефицит воды наблюдается только в дневное время, достаточно установить напорный бак (8) на чердаке здания и заполнять его ночью через стояк (1) и шаровый клапан (см. рис. 5.1.15, б). Если напор периодически или постоянно недостаточен в любое время суток, то устанавливают насосы, повышающие напор (повысительные или подкачивающие насосы). Варианты таких схем с насосами показаны на рис. 5.1.15, в, г.

Наличие бака позволяет осуществлять работу насоса с перерывами, без или при бездействующем насосе. Снабжение здания водой осуществляется из бака через трубу (10) и стояки (1). Обратный клапан (7) необходим, чтобы вода не поступала через эту трубу в бак и не переполняла его.

Полivочный водопровод, работающий только в летнее время, присоединяют к внутренней водопроводной сети. Число поливочных кранов устанавлива-

ют, исходя из расчета одного крана на $60 \div 70$ м периметра здания.

Внутренние противопожарные водопроводы. Их наличие обязательно: 1) в жилых зданиях высотой 12 этажей и более; 2) в гостиницах, пансионатах и школах-интернатах высотой 4 этажа и более; 3) больницах и других лечебно-профилактических учреждениях; 4) детских садах-яслях, детских домах, магазинах, вокзалах, предприятиях общественного питания и бытового обслуживания — при объеме каждого здания 5000 м^3 и более; 5) зрелищных предприятиях со зрительными залами на 200 человек и более.

Противопожарные водопроводы оборудуют специальными кранами (см. рис. 5.1.16, а), располагаемыми в шкафчике на высоте 1,35 м от пола на пло-

щадках лестничных клеток, у выходов из помещений, в коридорах и вестибюлях. В шкафчике (2) находится присоединенный к пожарному стояку (1) кран (7) с соединительной полугайкой (6), брандспойт (5) и катушка (4) с намотанным на нее пожарным рукавом (3); на конце последнего находится вторая соединительная полугайка (6).

В некоторых производственных и общественных зданиях устраивают автоматические спринклерные установки для тушения пожара. Датчиком пуска в них являются спринклерные головки (см. рис. 5.1.16, б), устанавливаемые под потолком помещений. При повышении температуры в последних замок головки расплавляется и в помещение начинает поступать вода. Одновременно вода приводит в действие сигнальные клапаны, которые подают звуковые и световые

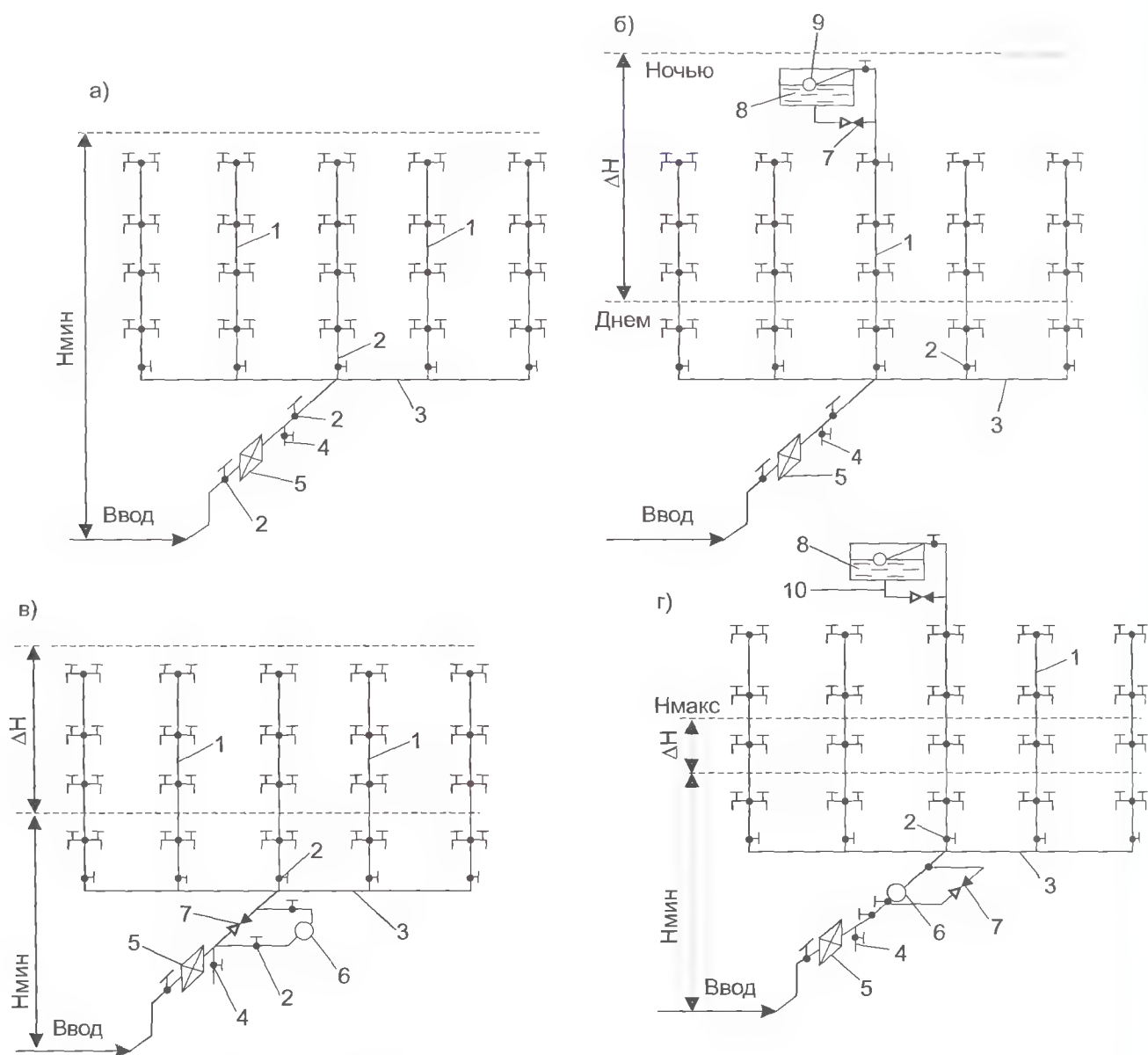


Рис. 5.1.15. Схема внутреннего водопровода:

1 — стояки; 2 — вентили; 3 — магистральный трубопровод; 4 — спускной кран; 5 — водомер; 6 — насос; 7 — обратный клапан; 8 — водонапорный бак; 9 — шаровый клапан; 10 — расходная труба

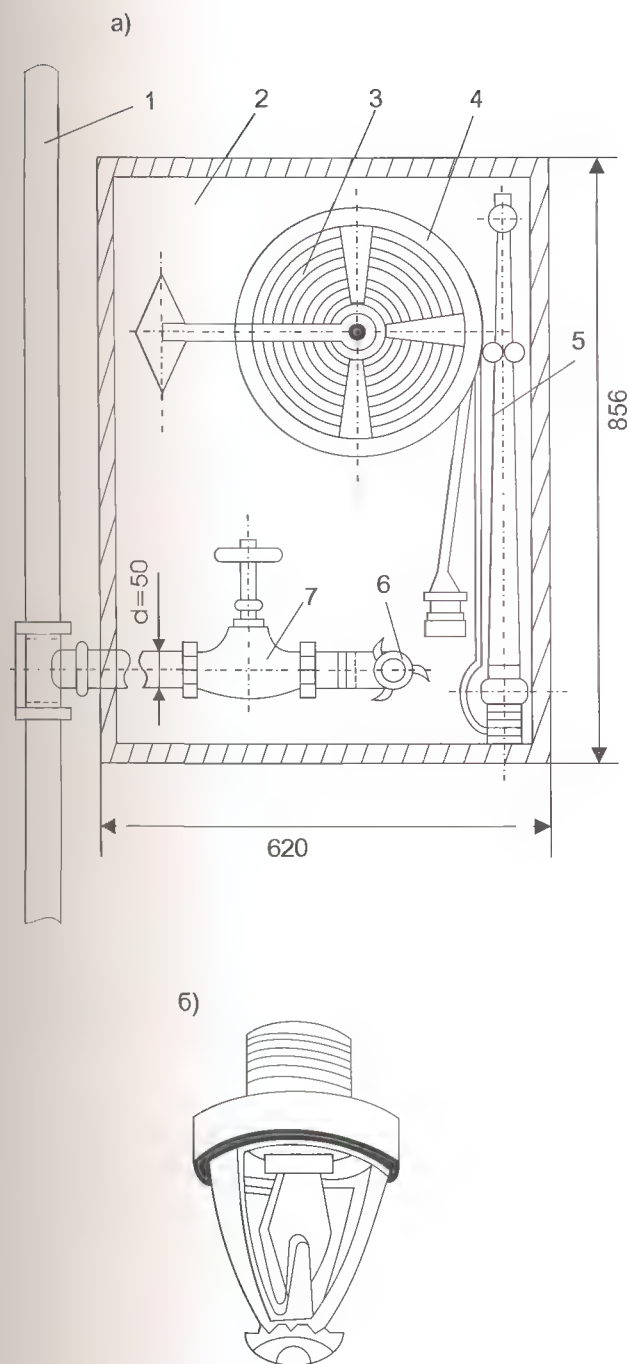


Рис. 5.1.16. Противопожарное оборудование;

а — шкаф с противопожарным оборудованием; б — датчик автоматического включения противопожарной системы;

1 — стояк; 2 — шкаф; 3 — противопожарный рукав;

4 — катушка; 5 — брандспойт; 6 — соединительная полугайка;

7 — кран

сигналы и вводят в действие пожарный насос, повышающий давление воды, расходуемой на тушение пожара.

Водопроводные вводы. Домовые вводы по возможности следует прокладывать перпендикулярно уличной сети. Трубы домового ввода можно располагать вдоль стен здания на расстоянии не менее 5 м от стены; если это расстояние не будет соблюдено, то

в случае повреждения труб вода может затопить подвалы и размывать фундамент здания.

Присоединение домового ввода к существующей трубе городского водопровода осуществляют установкой тройника. Если диаметр домового ввода не превышает $1/3$ диаметра трубы, проходящей по улице, присоединение ввода можно сделать без выключения уличной трубы (под напором) с помощью укрепляемой на трубе седелки с проходным краном. В трубе просверливают отверстие (сверло пропускают через отверстие в пробке крана), закрывают кран и в месте присоединения устраивают колодец.

Вводы водопровода в здание выполняют из чугунных труб при диаметре ввода 50 мм и более, из стальных оцинкованных труб — при его диаметре до 50 мм или из стальных бесшовных труб — при напоре в водопроводной сети более 10 кгс/см^2 ($9,81\text{--}10,5 \text{ Па}$), а также при прокладке ввода под усовершенствованным покрытием.

Горизонтальное расстояние от места ввода до подземного канализационного трубопровода должно быть не менее 1,5 м, а при диаметре водопроводной трубы 200 мм и более — не менее 3 м. До тепловодов и газопроводов среднего давления —

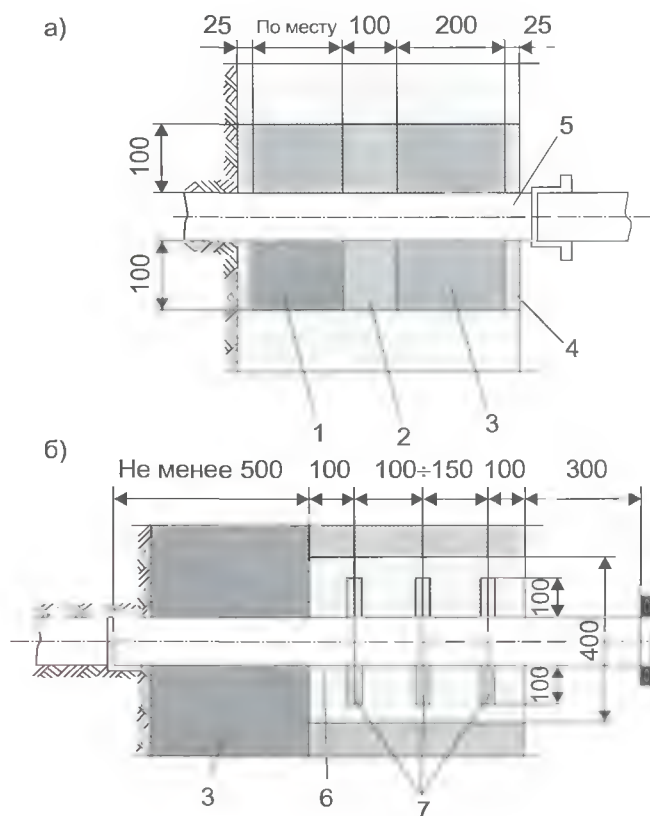


Рис. 5.1.17. Прокладка водопроводного ввода через стену подвала:

а) — в сухих грунтах; б) — в мокрых грунтах;

1 — гильза из стальной трубы; 2 — смоленая прядь;

3 — мятая глина; 4 — цементный раствор; 5 — труба;

6 — бетон; 7 — ребра из листовой стали

не менее 1,5 м и до газопровода низкого давления — не менее 1 м.

Место ввода водопроводных труб устраивают так, чтобы их не повредить при осадке здания и не допустить поступления грунтовой воды в помещение, где находится ввод (см. рис. 5.1.17).

1.4.3. Трубы

При изготовлении водоводов применяют трубы: стальные (бесшовные горячекатаные, сварные, как с продольным, так и со спиральным швом, электросварные, водогазопроводные оцинкованные и не оцинкованные см. ГОСТ 10704-91, ГОСТ 10706-76, ГОСТ 10705-86, ГОСТ 8696-74, и др.); чугунные — ГОСТ 9583-75; асбоцементные — ГОСТ 539-80; напорные и безнапорные, железобетонные напорные и раструбные, пластмассовые напорные полиэтиленовые (ГОСТ 18599-83), из поливинилхлорида и полипропилена [1, 3, 29].

1.4.4. Арматура

Задвижки в зависимости от конструкции запорной части подразделяются на параллельные и клиновые. Оба вида задвижек изготовляют с выдвижным или закрепленным шпинделем. Ввиду большой высоты задвижек с выдвижным шпинделем последние изготовляют в основном малых диаметров (до 300÷400 мм). Задвижки больших диаметров, как правило, выпускают только со стационарно закрепленным шпинделем. Материалом корпуса при давлении до 1 МПа (10 кгс/см²) служит чугун, а при больших давлениях — сталь.

По форме корпуса задвижки разделяют на овальные, плоские и круглые. Овальную форму корпуса применяют при средних и больших давлениях; плоскую форму — при низких давлениях; круглую форму корпуса задвижек — преимущественно при высоких давлениях.

Закрытие задвижек, как правило, происходит при вращении шпинделя по часовой стрелке. Задвижки выпускают с ручным и механизированным приводом (электрическим, гидравлическим). Для уравнивания давления по обе стороны корпуса у крупных и мелких задвижек при больших давлениях применяют обводные устройства (байпас).

Задвижки параллельные с выдвижным шпинделем применяют на трубопроводах для подачи воды с рабочей температурой до 225 °С, ручные и электроприводные, без уплотнительных колец и с бронзовыми кольцами условным давлением 1 МПа (10 кгс/см²) и испытательным давлением 1,5 МПа (15 кгс/см²). Задвижки устанавливают на трубопроводе в любом рабочем положении, а приводные задвижки вертикально (электропривод вверху).

Задвижки параллельные с невыдвижным шпинделем фланцевые применяют на трубопроводах для воды с рабочей температурой до 120 °С.

Условное давление этих задвижек составляет 1 МПа (10 кгс/см²), испытательное давление — 1,5 МПа (15 кгс/см²).

Задвижки клиновые с невыдвижным шпинделем фланцевые применяют на трубопроводах для воды с рабочей температурой до 100 °С. Условное давление задвижек составляет 1 МПа (10 кгс/см²), испытательное — 1,5 МПа (15 кгс/см²).

Задвижки клиновые с закрепленным шпинделем фланцевые применяют на трубопроводах для воды с рабочей температурой до 100 °С. Условное давление задвижек составляет 250 кПа (2,5 кгс/см²), испытательное — 400 кПа (4 кгс/см²).

Задвижки клиновые с выдвижным шпинделем фланцевые применяют на трубопроводах для воды с температурой до 300 °С. Условное давление задвижек составляет 2,5 МПа (25 кгс/см²), испытательное — 3,8 МПа (38 кгс/см²).

Задвижки клиновые с закрепленным шпинделем фланцевые применяют на трубопроводах для воды и пара с рабочей температурой до 225 °С. Условное давление задвижек составляет 2,5 МПа (25 кгс/см²), испытательное — 3,8 МПа (38 кгс/см²).

Затворы поворотные дисковые (чугунные и стальные) с электроприводом рассчитаны на давление 250÷1000 кПа (2,5÷10 кгс/см²) и применяются на трубопроводах для воды с рабочей температурой до 80 °С.

Клапаны обратные поворотные и пружинные применяют чаще всего на насосных станциях для предотвращения обратного потока воды через насос, при остановке его с открытой напорной задвижкой. Обратный поток воды может вызвать обратное вращение насоса, повреждение его под действием гидравлического удара (при наличии приемного клапана) и опорожнение напорного трубопровода (водовода). Обратный клапан устанавливают на насосе за напорной задвижкой, что позволяет отключать напорную задвижку на ремонт.

Однако наличие обратного клапана на насосной станции может привести к гидравлическому удару в напорном водоводе при внезапной остановке насоса. Поэтому водоводы следует проверять на возможность возникновения удара при внезапной остановке насоса и при необходимости применять предохранительные меры.

Наиболее распространенными являются обратные клапаны (чугунные и стальные) поворотные, фланцевые, однодисковые диаметром до 600 мм и многодисковые диаметром 800÷1000 мм с резиновым уплотнением при температуре воды до 50 °С и бронзовым уплотнением до 225 °С.

Клапаны предохранительные, применяемые в системах водоснабжения и канализации, бывают рычажными и пружинными для гашения гидравлических ударов, а также для впуска и выпуска воздуха в водоводы.

Клапаны предохранительные пружинные. При повышении давления в напорном водоводе более допустимого пружина сжимается и клапан открывается. При этом часть воды сбрасывается. Это уменьшает последствия гидравлического удара. Прекращение выпуска воды после закрытия клапана вызывает новый удар, но меньшей силы. Предохранительные клапаны могут быть применены на водоводах диаметром 200÷800 мм при рабочем давлении до 4 МПа (40 кгс/см²). Для отключения клапана на ремонт или регулировку пружины между трубопроводом и клапаном устанавливается задвижка.

Для гашения гидравлических ударов, возникающих в водоводах при их выходах из насосных станций в случае внезапной остановки центробежных насосов, применяют также клапаны-гасители [3].

Вантузные и аэрационные клапаны. Во избежание уменьшения пропускной способности водоводов, возникновения гидравлических ударов и кавитации не должно быть скоплений воздуха в системе. Попадание воздуха в водоводы вместе с водой или через сальники насосов маловероятно, поскольку сальники современных насосов имеют гидроуплотнение. Обычно это остаточный воздух, не удаленный из водовода при его заполнении водой после остановки насосов или ремонта. Для автоматического удаления воздуха из водовода применяют вантузные клапаны. Для впуска воздуха в водовод при опорожнении системы, а также чтобы не допустить создания в ней вакуума при крупных разрывах водоводов, — аэрационные клапаны шарового типа. Для более полного удаления воздуха из водоводов вантузы следует устанавливать на конических патрубках с большим диаметром конуса, равным 0,5÷0,75 диаметра водовода.

Технические характеристики арматуры и рекомендации по ее применению имеются в [3, 6, 12], каталогах фирм-поставщиков и производителей арматуры и систематически обсуждаются в журнале «Санитарная техника».

1.4.3. Приборы для измерения давления, разрежения и расхода воды

Вакуумметры и мановакуумметры. К приборам, предназначенным для контроля давления, относятся манометры, для измерения разрежения — вакуумметры и мановакуумметры. Шкала этих приборов проградуирована в технических атмосферах. Манометры, вакуумметры и мановакуумметры выпускают различных классов точности (0,6; 1; 1,6; 2,5). В системах водоснабжения и водоотведения обычно применяют приборы класса точности 1,6 [6, 12, 15].

Водосчетчики. В настоящее время для измерения расхода и количества потребленной воды используют водосчетчики (водомеры) со скоростными (тахометрическими), электромагнитными, ультразвуковыми, индукционными и вихревыми датчиками расхода, а также с расходомерами переменного перепада давления в виде дроссельного устройства в комплекте с дифференциальными манометрами. В основном применяют водомеры скоростные — с крыльчатыми или турбинными датчиками. Вода проходит через крыльчатку или турбинку и приводит их во вращение, которое передается стрелкам циферблата (3) при помощи нескольких шестеренок (5). На циферблате находится шесть стрелок. Самая большая стрелка I — показывает литры воды, II — десятые доли кубометров; III — кубометры, IV — десятки кубометров, V — сотни и VI — тысячи кубометров. Снятие показаний водомера производят начиная со стрелки VI до стрелки I, причем на каждом циферблате отсчитывают меньшее из двух чисел, между которыми находится стрелка.

Скорость вращения крыльчатки или турбинки пропорциональна скорости потока и, следовательно, расходу протекающей воды.

В электромагнитных используется электропроводящая способность воды, при движении которой в магнитном поле наводится электродвижущая сила.

В ультразвуковом — сдвиг по фазе ультразвуковых сигналов, излучаемых (в направлении и против потока) и принимаемых датчиками-генераторами, устанавливаемых на стенке трубы или специально изготовленного измерительного участка.

В вихревых — зависимость скорости движения жидкости от частоты срыва вихрей в дорожке Кармана, образующейся за плохо обтекаемым телом.

Основные технические характеристики водосчетчиков, выпускаемых отечественными и зарубежными фирмами, приведены в [13, 14].

1.4.6. Требования к устройству водопровода в городах и населенных пунктах

Устройство наружного водопровода в городах и населенных пунктах городского типа. Водопроводные сети обычно располагают на проездах параллельно линиям застройки. Заглубляют их так, чтобы вода в них не замерзала при низкой температуре наружного воздуха. В старом жилищном фонде со сплошной застройкой городских проездов отдельные здания или группы соединялись с уличными водопроводными сетями домовыми ответвлениями, носящими общее название «дворовые сети». В новом жилищном фонде значительный удельный вес занимают жилые массивы, в которые включаются различные культурно-бытовые и общественные учреждения, снабжение водой всех зданий массива осуществляется через единую внутриквартальную водопроводную сеть.

Глубина заложения трубопроводов должна быть на 0,2 м ниже максимальной глубины промерзания грунта в данном месте. При ремонте дворового (внутриквартального) водопровода во всех случаях следует применять усиленную и весьма усиленную изоляцию. Более подробно см. в [1].

В настоящее время при капитальном ремонте и строительстве дворовых водопроводных сетей применяют трубы из полиэтилена высокой плотности (ПВП), соединяемые сваркой. Опыт их применения дал положительные результаты. Такие трубы не корродируют, и при замораживании воды в них не образуются трещины. Они зарастают осадками значительно меньше, чем стальные. Благодаря этому, а также меньшему гидравлическому сопротивлению, их пропускная способность значительно больше, чем у стальных труб того же диаметра.

Колодцы дворовой сети устраивают во всех местах установки запорной арматуры. Они имеют в плане круглую или квадратную форму. Квадратные колодцы выполняют из кирпича, а круглые — из готовых бетонных колец или кирпичными с толщиной стенок 13:25 см. Для возможности спуска в колодец в его стенки через каждые 35 см заделывают скобы из круглой стали. Глубина колодца принимается на 0,2 м ниже глубины заложения труб домового ввода.

Устройство внутренних водопроводов. Хозяйственно-питьевые внутренние водопроводы и объединенные хозяйственно-питьевые и противопожарные водопроводы монтируют из стальных оцинкованных труб диаметром до 150 мм и из неоцинкованных стальных труб большего диаметра. Из последних монтируют также противопожарные водопроводы. Нормы проектирования допускают применение во внутренних водопроводах труб из полимерных материалов (в основном полиэтиленовых). Арматурой водопроводных сетей служат задвижки, вентили, водоразборные и туалетные краны, смесители, обратные клапаны и смывные краны.

Задвижки устанавливают на ответвлениях дворовой сети, в водопроводных вводах и магистральных трубопроводах диаметром более 50 мм. Вентили монтируют у основания водопроводных стояков, на всех ответвлениях от магистральных линий и в каждую квартиру, перед смывными бачками, смесительной арматурой и поливочными кранами и на подводках, питающих группу из пяти санитарных приборов и более. Обратные клапаны устанавливают на подводящих трубах у насосов.

Правила установки санитарных приборов см. в [12] и в СНиП 2.04.01-85*.

В жилых и общественных зданиях магистральные водопроводные сети прокладывают в подвалах, технических подпольях или в подпольных каналах. В банях, прачечных и некоторых производственных предприятиях магистрали прокладывают в чердачных помещениях или по стенам верхнего этажа. Трубопроводы внутреннего водопровода монтируют с уклоном 0,002:0,005 в сторону ввода и водоразборных кра-

нов для полного опорожнения всех труб от воды при остановке устройства на ремонт.

При прокладке **поливочного водопровода** учитывают необходимость его опорожнения на зимний период во избежание замерзания воды и порчи труб. На ответвлениях к поливочным кранам устанавливают запорные вентили, а за вентилями — тройники с пробками. На зимнее время пробки вывинчивают и ответвления опорожняют от воды.

Удобен в эксплуатации поливочный водопровод (смонтированный на борту тротуара — у мостовой) присоединяемый к внутридомовой сети трубой, прокладываемой под асфальтовым покрытием тротуара. Трубы укладывают с уклоном к дому, а для спуска воды устанавливают вентиль и тройник с пробкой [12].

Устройство водомерного узла. Домовый ввод заканчивается водомерным узлом, который монтируют за первой наружной стеной здания — в теплом и сухом помещении. Водомерные узлы монтируют к обводной линией (см. рис. 5.1.18, а), служащей для пропускания увеличенного расхода воды при пожаре в здании и без обводной линии (см. рис. 5.1.18, б). Перед водомером (1) устанавливают «городской» вентиль или задвижку (2), а за водомером — «домовый» вентиль (3). Между водомером и вентилем (3) устанавливают тройник (4) с водоразборным краном (5). Наличие этого крана дает возможность проверить правильность показаний водомера, не снимая его с места. Для этого заранее определяют емкость какого-либо сосуда (6) и устанавливают его под краном. Систему внутреннего водопровода отключают, закрыв вентиль (3), и записывают показания водомера. Затем через кран (5) наполняют ведро 10÷20 раз подряд и замечают

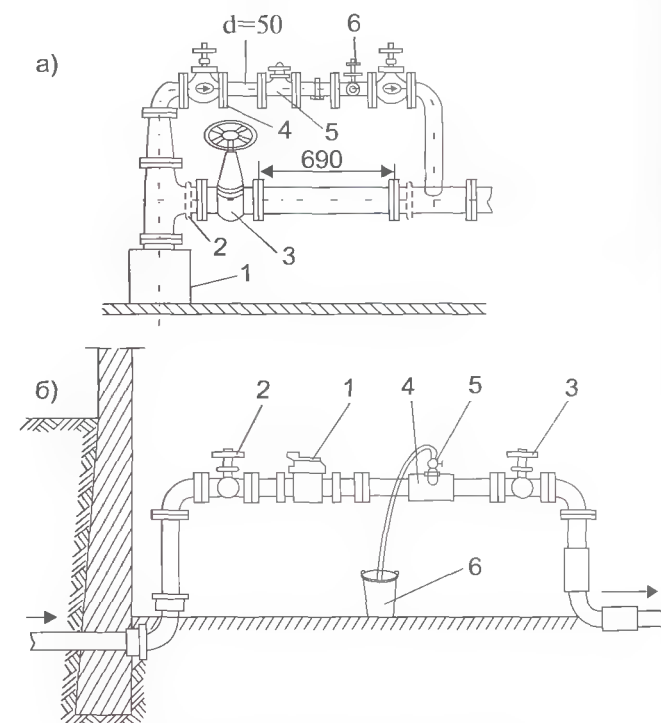


Рис. 5.1.18. Монтажная схема водомерного узла

новое показание водомера. Если количество воды, находившейся в вылитых ведрах, примерно равно разности между вторым и первым отсчетом водомера, то он исправен. Неисправный водомер по заявке организации, потребляющей воду, должен быть заменен в установленном порядке.

1.5. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ

1.5.1. Гидравлический расчет

Гидравлический расчет водоводов и водопроводных сетей выполняют по формулам и таблицам Ф. А. Шевелева [3] или по разработанным на их основе компьютерным программам.

Расчет разветвленных тупиковых сетей.

При расчете разветвленных сетей обычно известны трасса и длина отдельных участков сети, расходы воды и геодезические отметки поверхности земли в узловых точках, а также свободные напоры в конечных точках сети. В результате гидравлического расчета определяются диаметры труб, а также высота водонапорной башни, обеспечивающая подачу заданных расходов воды в заданные точки сети, а также потребный напор насосов для подачи воды в башню. В качестве примера рассмотрим разветвленный водопровод (см. рис. 5.1.19, а), в который вода поступает из водонапорной башни в пункты 1 и 2 с разветвлением трубопроводов в точке А.

Обозначим: Z_6, Z_A, Z_1 и Z_2 — геодезические отметки соответственно башни и пунктов А, 1, 2 над некоторым условным уровнем 0—0; H_6, H_1 и H_2 — высота уровней воды в башне и в пунктах 1 и 2; l, l_1 и l_2 — длина отдельных участков водоводов; D, D_1 и D_2 — диаметр труб отдельных участков; H_A — пьезометрический напор в точке А разветвления водоводов; G, G_1 и G_2 — расход воды по отдельным участкам, причем $G = G_1 + G_2$. При расчете разветвленного трубопровода потери напора определяют по отношению к самой высокой точке подачи воды. Определив пьезометрический напор в точке разветвления А, рассчитывают участок водовода с более низкой отметкой подачи воды, считая его как ответвление. После этого вычисляют потери напора и определяют необходимую высоту башни, а именно:

$$H = h_{\pi} = (H_6 + Z_6) - (H_1 + Z_1).$$

Расчет параллельно соединенных водоводов. При параллельном соединении водоводов потери напора на каждом участке составляют H , а сумма расходов по этим участкам равна полному расходу системы:

$$G = G_1 + G_2 + G_3 + \dots + G_n.$$

Замена двух или нескольких водоводов одним эквивалентным водоводом проводится по методу проф. В. Г. Лобачева, описанному в литературе (например на с. 111 [16]).

Расчет сифонного водовода. Сифонным водоводом, или сифоном, называют трубопровод, соединяющий два водоема или колодца и частично расположенный выше уровня воды в водоеме, который его питает (см. рис. 5.1.19, б). Сифонный водовод может работать только при условии предварительного

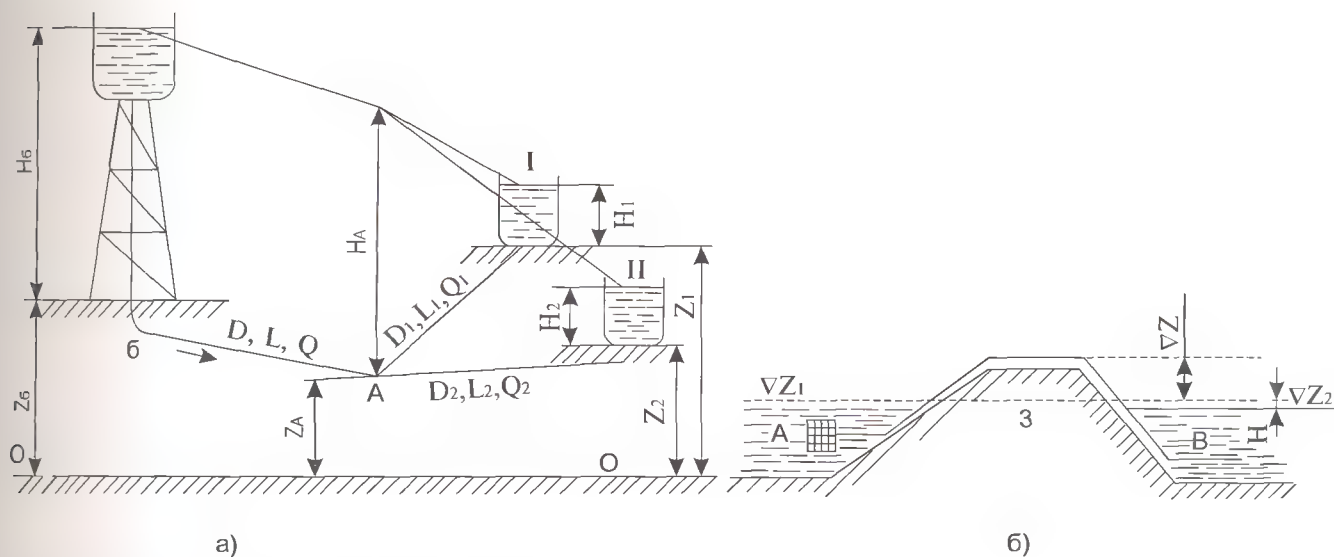


Рис. 5.1.19. К расчету разветвленных (а) и сифонных (б) водоводов

заполнения жидкостью. Разность уровней жидкости в водоемах расходуется на потерю напора по всему сифонному водоводу.

Вследствие разрежения воздух, растворенный в жидкости, выделяется в виде пузырьков и скапливается вверху сифона, заполняя частично сечение водовода и затрудняя движение жидкости. Наибольшая величина вакуума будет в наиболее высоком и удаленном от входа сечении (на рис. 5.1.9, б в сечении 3). Величина максимального вакуума определится по формуле:

$$h_{\text{max}}^{\text{вак}} = \Delta z_{\text{max}} + (1 + \xi_3) v^2 / 2g,$$

где: Δz_{max} — максимальное превышение рассматриваемого сечения сифона над горизонтом воды в питающем водоеме; ξ_3 — коэффициент местного сопротивления сифона до сечения 3 [3, 17]:

$$\xi_3 = \xi_{\text{вх}} + 3\xi_{\text{кол}} + \lambda \cdot l_3 / D,$$

где $\lambda \cdot l_3 / D$ — потери по длине сифона. Сифон может нормально работать при условии:

$$h_{\text{max}}^{\text{вак}} \leq h_{\text{доп}}^{\text{вак}},$$

где: $h_{\text{доп}}^{\text{вак}}$ — допустимый вакуум, определяемый невозможностью образования разрыва турбулентной струи, равный 60÷70 кПа (6÷7 м вод. ст.) при нормальной температуре воды.

Значения коэффициентов местных сопротивлений, формулы и рекомендации по расчету коэффициентов трения участков трубопроводов приведены в [7, 17].

1.5.2. Совместная работа водоводов и насосных станций. Гидравлические характеристики водовода

Гидравлической характеристикой водовода называется графическая зависимость потерь напора от расхода по длине водовода. Такие характеристики могут быть построены для последовательных и разветвленных водоводов (см. рис. 5.1.20).

Поскольку общее сопротивление системы последовательно соединенных водоводов равно сумме сопротивлений отдельных участков, т. е.:

$$H = (S_1 + S_2 + S_3 + \dots + S_n) G^2,$$

то это уравнение можно изобразить графически в системе координат. Если известны величины S_1 , S_2 и S_3 , то, задаваясь произвольными величинами G , можно построить кривые I, II и III (см. рис. 5.1.20, а), характеризующие сопротивление отдельных последовательно включенных участков. Суммарную гидравлическую характеристику системы находят путем сложения ординат (напоров) кривых I, II и III при одинаковых абсциссах (расходах).

Построение характеристики разветвленного водовода (с параллельным подключением участков) находят графическим сложением абсцисс (расходов) при одинаковых ординатах (напорах) (см. рис. 5.1.20, б).

1.5.3. Гидравлический удар в водоводах и его гашение

Гидравлическим ударом называется мгновенное повышение давления в трубопроводе, вызываемое внезапным уменьшением скорости. Такое явление

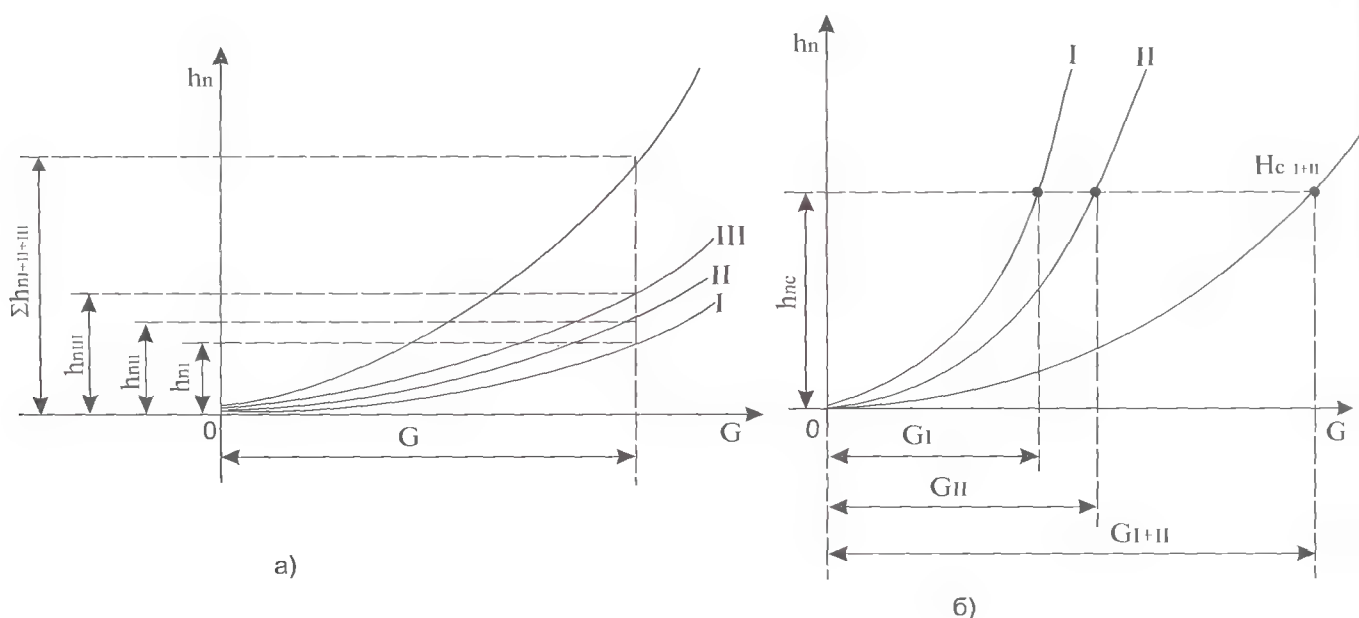


Рис. 5.1.20. Гидравлические характеристики:

а) — последовательно соединенного водовода; б) — разветвленного водовода

Значения a для стальных и чугунных труб

d , мм	a , м/с		d , мм	a , м/с	
	Стальные трубы	Чугунные трубы		Стальные трубы	Чугунные трубы
100	1267	1276	500	1143	1107
150	1234	1235	600	1146	1093
200	1246	1204	700	1133	1093
250	1234	1181	800	1137	1093
300	1234	1162	900	1126	1093
400	1163	1126	1000	1118	1093

Формула для воды может быть представлена также в следующем упрощенном виде:

$$a = 9900 / \sqrt{43,3 + C \frac{d}{\delta}},$$

где: C — коэффициент, зависящий от материала стенок трубы и равный для стали 0,5; 1 — для чугуна; 3 — железобетона; 20 — асбестоцемента. Значения a приведены в табл. 5.1.4.

Упрощенные расчеты гидравлического удара, вызванного внезапным выключением насоса, при отсутствии разрывов сплошности потока выполняются по формулам, приведенным ниже.

При отсутствии предохранительного клапана и при условии, что $av_0/g < H_{ст} + h_{п.в.}$, где v_0 — скорость воды в водоводе при его нормальной работе, максимально возможная величина давления, кПа, за обратным клапаном в водоводе составит:

$$H_{\max} = 2H_{ст} + h_{п.в.} = 2H_{ст} + 100,$$

где: $H_{ст}$ — статический напор; $h_{п.в.}$ — предельно возможная величина вакуума в водоводе.

В случае если

$$av_0/g > 2H_{ст} + h_{п.в.},$$

то

$$H_{\max} = 2H_{ст} + h_{п.в.} = 2H_{ст} + 10 av_0 / g.$$

Для предотвращения последствий гидравлического удара следует:

- применять насосные агрегаты, обладающие большой инерцией вращающихся масс; в результате увеличивается продолжительность периода подачи воды насосом после его выключения;
- сбрасывать воду через насосы со свободным вращением колес в обратном направлении;
- впускать воздух или воду в места образования разрыва сплошности потока;

возможно в основном в результате внезапной остановки насосного агрегата и прекращения подачи жидкости по водоводу или быстрого закрытия или открытия задвижек на водоводе. Наиболее частой причиной гидравлических ударов в трубах является внезапная остановка насосного агрегата при прекращении подачи электроэнергии или остановки насоса при открытой напорной задвижке.

Возникновение и последующее развитие явления гидравлического удара наглядно представлены на рис. 5.1.21. Гидравлические удары в водоводах приводят к возникновению значительных напряжений в материале труб, что может привести к нарушению стыковых соединений, а также к разрыву труб и арматуры [3].

Гидравлический удар в водоводах следует рассчитывать на основе разработанной Н. Е. Жуковским теории, учитывающей упругие свойства воды и материала труб. Согласно этой теории, зависимость между изменениями давления, кПа, и скорости движения воды в водоводе определяется формулой:

$$\Delta H = 10 a \Delta v / g,$$

где: ΔH — изменение давления, кПа (м вод. ст.); Δv — изменение скорости движения воды, м/с; $g = 9,81$ м/с² — ускорение свободного падения; a — скорость распространения ударной волны, м/с.

Скорость, м/с, распространения ударной волны в водоводе, транспортирующем воду, определяется по формуле:

$$a = 1425 / \sqrt{1 + \frac{2,1 \cdot 10^4 d}{E \delta}},$$

где: E — модуль упругости материала труб; для стали $E = 2,1$ Н/м²; d — внутренний диаметр трубы, м; δ — толщина стенки трубы, м.

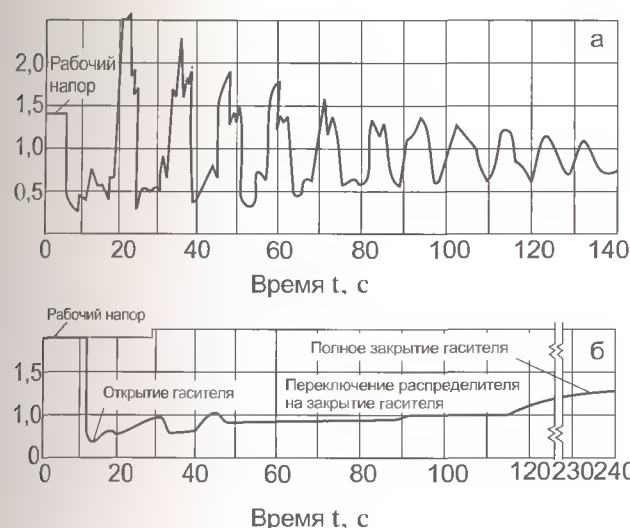


Рис. 5.1.21. Изменение давления при гидравлическом ударе: а) — без гасителя; б) — с гасителем

- устанавливать на водоводах обратные клапаны на тройниках для впуска в них больших масс воздуха;
- устанавливать клапаны-гасители, открывающиеся в момент резкого понижения давления;
- сбрасывать воду через диафрагмы, разрушающиеся при повышении давления сверх допустимого предела.

1.6. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ВОДЫ

1.6.1. Системы и оборудование подготовки воды питьевого качества

Для городского водоснабжения и снабжения питьевой водой предприятий используют воду из открытых водоемов (рек, озер) или из подземных источников. Вода из открытых водоемов содержит болезнетворные бактерии и различные примеси, поэтому требует очистки и обеззараживания. Подземные воды обычно такой обработки не требуют. При проектировании систем городского водоснабжения учитывают и предъявляемые к ней технические и экономические требования: 1) обеспечение нужд города в воде в часы максимального ее потребления; 2) устройство магистральных и внутриквартальных водопроводных сетей, обеспечивающих снабжение водой всех вводимых в эксплуатацию объектов; 3) низкую стоимость воды, поступающей к потребителям; 4) создание эксплуатационной службы, задачей которой является обеспечение требуемого санитарно-гигиенического и технического уровня водоснабжения города.

Забор воды из реки обычно осуществляется выше (по течению реки) населенных пунктов или промышленных предприятий, что уменьшает загрязнение воды, поступающей в водоприемник. Затем она поступает по самотечному трубопроводу в береговой колодец и насосами первого подъема направляется в отстойники, где из воды выпадает большая часть содержащихся в ней взвешенных веществ. Добавлением в воду коагулянтов — химических веществ, которые вступают в реакцию с содержащимися в воде солями, в результате чего образуются хлопья, достигают ускорения процесса осаждения извести. Хлопья быстро осаждаются в воде и увлекают за собой взвешенные частицы. Далее вода самотеком поступает на очистные сооружения, где сначала фильтруется через слой зернистого материала (кварцевого песка) в фильтрах, а затем обеззараживается — добавлением в нее жидкого хлора. В последнее время для этой цели применяют озонаторные установки, которые оказывают большее бактерицидное действие и придают воде более высокие вкусовые качества, нежели ее хлориро-

вание (озон получают из воздуха в озонаторах посредством электрических разрядов).

Очищенная и обеззараженная вода стекает в запасные резервуары, откуда насосы второго подъема нагнетают воду в магистральные водоводы, водонапорную башню и далее через магистральные и распределительные трубопроводы вода поступает в здания к потребителям.

1.6.2. Обработка добавочной и оборотной воды систем технического водоснабжения

Очистка добавочной и оборотной воды от механических примесей может быть осуществлена процеживанием ее через барабанные сетки, или микросита, осаждением взвеси из воды в песколовке, гидроциклоне, радиальном отстойнике или осветлителе со взвешенным осадком, в пруде-осветлителе, фильтрованием через зернистые загрузки фильтров. Для очистки воды от механических примесей непосредственно у агрегата или при подаче воды в систему оборотного водоснабжения служат сороудерживающие сетки и фильтры [3, 6].

Охлаждение оборотной воды. Основная масса воды (до 70 %), потребляемая предприятиями, расходуется на охлаждение. Охлаждение водой производится с целью поддержания необходимой температуры для проведения технологического процесса, снижения температуры продукции до требуемых пределов, охлаждения отходящих газов и т. п.

Для охлаждения отработавшей воды применяют различные типы водоохладительных сооружений (охлаждающих), которые по способу охлаждения воды в них разделяются на испарительные и поверхностные.

В испарительных охладителях охлаждение воды происходит в результате ее частичного испарения и передачи тепла атмосферному воздуху при непосредственном контакте поверхности воды с ним. В поверхностных охладителях охлаждаемая вода не соприкасается с воздухом, а передача тепла от воды к воздуху происходит через стенки радиаторов, внутри которых протекает вода.

К испарительным охладителям относятся открытые водоемы (пруды-охладители, водохранилища, реки, озера), брызгальные бассейны и градирни (открытые, башенные и вентиляторные). К поверхностным охладителям относятся радиаторные (сухие) градирни, набираемые, как правило, из аппаратов воздушного охлаждения (АВО) [3, 5, 18, 21, 25].

Работа охладителя характеризуется удельной гидравлической, тепловой нагрузкой, шириной и высотой зоны охлаждения.

Удельная гидравлическая нагрузка выражается отношением расхода воды к единице активной площади охладителя. Тепловая нагрузка — это количество

тепла, отдаваемого водой воздуху на единицу площади охладителя.

Шириной зоны охлаждения, или перепадом температуры, называется разность между температурой воды, поступающей на охладитель, и температурой охлажденной воды.

Высотой зоны охлаждения называется разность между температурой охлажденной воды и температурой по влажному термометру, являющейся теоретическим пределом охлаждения.

Охладители на открытых водоемах. В охладителях этого типа охлаждение воды происходит главным образом за счет поверхностного охлаждения, поэтому эффективность охлаждения определяется площадью поверхности зеркала воды. В результате неравномерного движения потока воды в водоеме в охлаждении воды участвует не вся поверхность зеркала водоема, а лишь часть ее, так называемая «активная зона». Отношение активной площади водоема к действительной называется коэффициентом использования площади водоема. Этот коэффициент зависит от формы водоема, расположения водосброса, водозабора и др., и значение его может быть в пределах от 0,4 до 0,9. Наиболее высокое значение коэффициента имеет место в водоемах с правильной вытянутой формой.

Тепловой расчет пруда-охладителя проводят по номограмме теплоэлектропроекта, построенной для естественных температур воды до 30 °С, скорости ветра от 0 до 4 м/с, удельной площади активной зоны до 2 м²/м³ в сутки) и перепада температур воды в пруду от 0 до 15 °С.

По номограмме по заданным значениям удельной площади активной зоны пруда $f_{уд}$, нормально естественной температуре воды t_e , скорости ветра W_{200} и перепаду температур Δt определяют перегрев воды, а затем температуру охлажденной воды (y водозабора): $t_1 = t_e + \delta$.

Брызгальный бассейн представляет собой открытый резервуар, состоящий из одной или нескольких секций, оборудованных водораспределительными трубами и соплами (насадками), с помощью которых охлаждаемая вода разбрызгивается над этим резервуаром.

Нагретая отработавшая вода подается под напором 50÷100 кПа (5÷10 м вод. ст.) к брызгалам. Охлаждение воды в брызгальных бассейнах происходит при ее разбрызгивании за счет испарения и соприкосновения капель воды с воздухом [5].

В качестве разбрызгивающих устройств применяют преимущественно эвольвентные и тангенциальные сопла, в редких случаях — винтовые сопла МОТЭП [3].

Градирни. По способу подвода воздуха градирни разделяются на открытые, башенные и вентиляторные, а в зависимости от типа оросительного устройства — на брызгальные, капельные, пленочные и комбинированные.

В градирнях с брызгальным оросительным устройством вода, подаваемая на охлаждение, распределяется на оросителе по системе лотков, в днище которых име-

ются отверстия, через которые вода тонкими струйками падает на разбрызгивающие тарелочки — розетки. Образующиеся при этом капли воды падают на оросительное устройство. При прохождении через оросительное устройство вода соприкасается с поднимающимся вверх воздухом, охлаждается и стекает в резервуар.

Ороситель капельного типа состоит из расположенных друг над другом горизонтальными рядами деревянных реек (см. рис. 5.1.22, а). Вода, стекая с верхнего яруса реек на нижний, разбивается на капли, в результате чего создается большая площадь соприкосновения с воздухом. В градирнях с оросителем пленочного типа (см. рис. 5.1.22, б), состоящим из большого числа параллельных друг другу щитов, расположенных вертикально или под малым углом к вертикали, вода, стекая по этим щитам, образует пленку толщиной 0,3–0,5 мм. Воздух соприкасается с поверхностью пленки воды и охлаждается.

Также применяются капельно-пленочные (комбинированные) оросители.

Открытые градирни (брызгальные и капельные) применяют при небольших расходах воды (50 : 300 м³/ч).

Средняя плотность орошения для капельных и брызгальных градирен принимается 1,5÷3 м³/ч на 1 м², для пленочных — 3÷8 м³/ч на 1 м² и для комбинированных — 2,5 : 6 м³/ч на 1 м². Теплотехнические расчеты башенных градирен для конкретных метеорологических условий производят по номограммам [5].

Вентиляторные градирни (см. рис. 5.1.23) обеспечивают более глубокое охлаждение оборотной воды, чем башенные, поскольку необходимый для охлаждения воды свежий атмосферный воздух подается в них вентиляторами. Вентиляторные градирни по сравнению с башенными позволяют достичь более глубокого охлаждения оборотной воды при плотности орошения до 15÷16 м³/ч на 1 м².

В зависимости от расположения вентилятора различают нагнетательные и отсасывающие градирни. Наибольшее распространение получили отсасывающие, секционные градирни (см. рис. 5.1.24). Союзводоканалпроекта с вытяжным вентилятором и противоточным движением воздуха. Вытяжные вентиляторы таких градирен применяют следующих типов: осевые № 8 и № 12, ВГ-25, 1ВГ-47, 1ВГ-50, 1ВГ-70 и 1ВГ-104 «Нема» производительностью от 15 до 1300 тыс. м³/ч воздуха и вентиляторов «Нема» 2700 тыс. м³/ч [28].

Поверочные расчеты вентиляционных градирен в зависимости от района расположения производятся по графикам, приведенным в каталогах.

Борьба с карбонатными отложениями и коррозией. Воду принято называть стабильной, если при длительном контакте с металлическими и бетонными поверхностями ее состав не изменяется, не выделяется и не растворяется карбонат кальция. Для характеристики различных вод используют показатель стабильности [3, 20]:

$$C_1 \frac{III_{исх}}{III_{нас}}; C_2 \frac{pH_{исх}}{pH_{нас}}$$

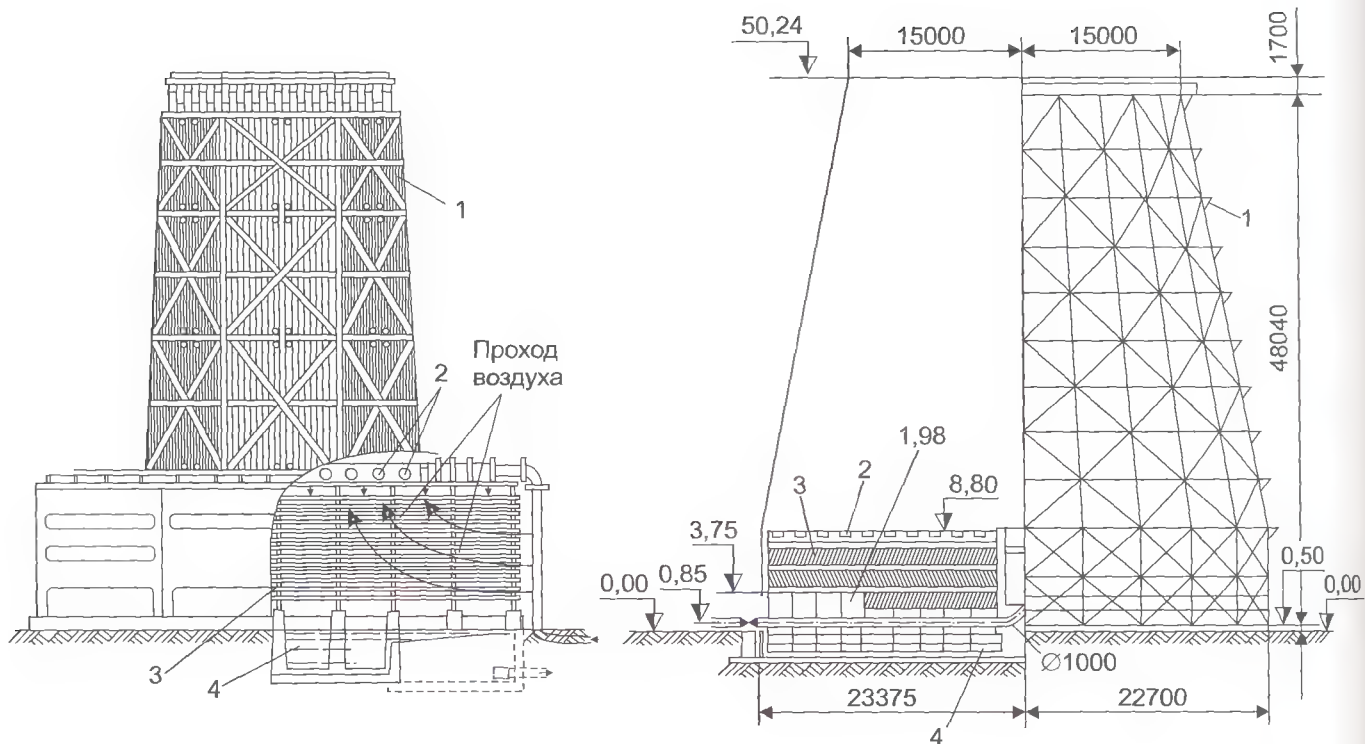


Рис. 5.1.22. Башенная градирня:

а) – с капельным и б) – пленочным орошителями; 1 – башня для создания естественной тяги воздуха; 2 – водораспределительные лотки; 3 – ороситель; 4 – водосборный резервуар

или индекс насыщения стабильности $J = \text{pH}_0 - \text{pH}_s$, где $\text{Щ}_{\text{исх}}$ и $\text{pH}_{\text{исх}} = \text{pH}_0$ – щелочность и pH воды в естественном состоянии; $\text{Щ}_{\text{нас}}$ и $\text{pH}_{\text{нас}} = \text{pH}_s$ – щелочность и pH воды после встряхивания ее с осажденным карбонатом кальция.

Значение pH_s определяют путем расчетов на основании данных анализа воды по формуле:

$$\text{pH}_s = f_1(t) - f_2(\text{Ca}^{2+}) - f_3(\text{Щ}) + f_4(p),$$

где: $f_1(t)$, $f_2(\text{Ca}^{2+})$, $f_3(\text{Щ})$, $f_4(p)$ – величины, зависящие соответственно от температуры воды, содержания в ней кальция, щелочности и общего солесодержания воды [3, 19, 20].

При значениях C_1 и C_2 равных 1, а также 0 вода стабильна. Если C_1 или $C_2 < 1$, а $J < 0$, вода агрессивна. В случаях, когда C_1 или $C_2 > 1$, а $J > 0$, вода склонна к отложению карбоната кальция.

При использовании вод открытых водоемов для целей водоснабжения почти всегда возникает необходимость применения реагентов, что неизбежно усиливает агрессивность воды, поскольку при добавлении в воду реагентов нарушается углекислотное равновесие в ней. Так, при добавлении в воду 1 мг сернокислого алюминия или хлорного железа выделяется $\approx 0,8$ мг свободной углекислоты за счет разложения бикарбонатов, и вода становится нестабильной.

При подсчете индекса стабильности вод после обработки их минеральными коагулянтами величина pH воды определяется по специальной номограмме, исходя из значений температуры, общего солесодержания и щелочности воды, а также концентрации в ней углекислоты.

Стабилизация воды с положительным индексом насыщения заключается в понижении pH_0 воды до такой степени, чтобы индекс насыщения (стабильности) был близок к нулю, и достигается подкислением воды соляной и серной кислотой.

Вода с отрицательным индексом насыщения стабилизируется путем увеличения ее pH_0 до величины pH_s .

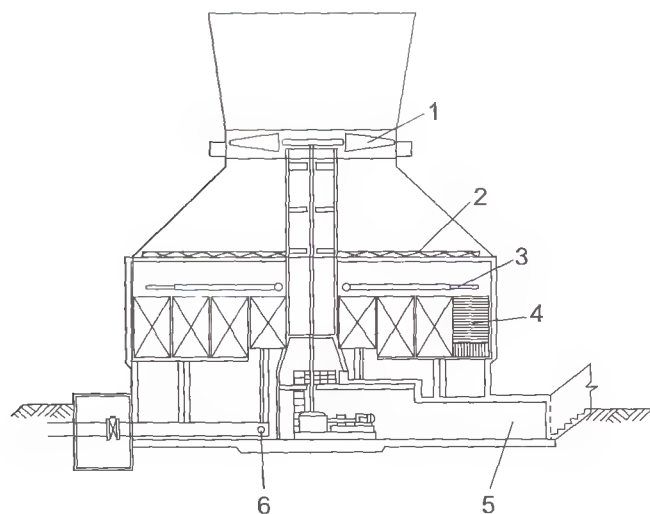


Рис. 5.1.23. Башенная вентиляторная градирня:

1 – вентилятор; 2 – водоулавливающая решетка; 3 – водораспределительная система; 4 – ороситель; 5 – машзал; 6 – трубопровод подачи горячей воды

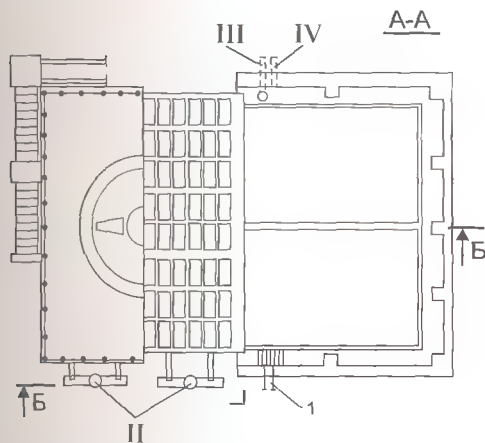
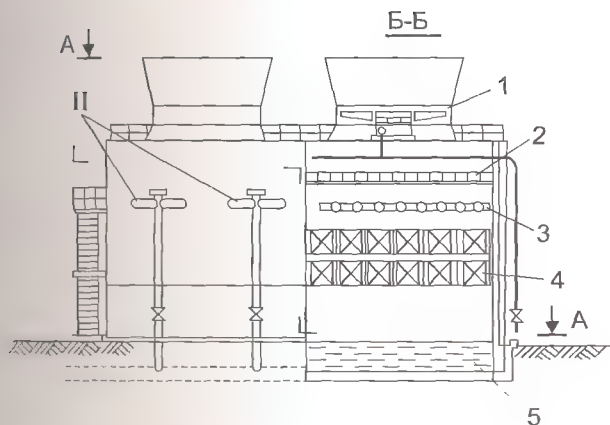


Рис. 5.1.24. Многосекционная вентиляторная градирня типа Союзводоканалпроекта:

1 — вентилятор; 2 — водораспределительные решетки; 3 — водораспределительная система; 4 — ороситель; 5 — бассейн охлажденной воды; I — трубопровод охлажденной воды; II — подающие трубопроводы; III — переливная труба; IV — грязевая труба

добавлением щелочных реагентов (извести, соды, едкого натра и т. п.).

В оборотных системах водоснабжения в результате циклического использования воды с периодическим нагревом и охлаждением и частичным испарением наблюдается рост карбонатной жесткости и общего солесодержания. Это связано с образованием в системе водоснабжения отложений, вызванных большей частью выпадением солей карбонатной жесткости, преимущественно карбоната кальция.

Для борьбы с этим явлением необходимо производить стабилизационную обработку воды путем: а) увеличенной продувки оборотной системы (освежением и разбавлением); б) подкислением добавочной воды кислотой (серной, соляной); в) обработкой известью добавочной воды; г) умягчением добавочной воды на катионных фильтрах; д) рекарбонизацией оборотной воды дымовыми газами; е) фосфатированием оборотной воды; ж) обработкой оборотной воды полиэлектролитами [3, 19, 20].

Ориентировочные методы обработки охлаждающей воды в системах оборотного водоснабжения

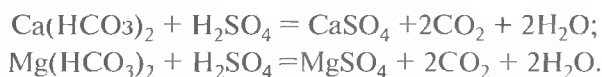
при нагреве ее до $40 \pm 60^\circ \text{C}$ и охлаждении на градирнях или брызгальных бассейнах в зависимости от карбонатной жесткости (не загрязненной поверхностно активным веществом и т. п.) приведены в [20].

Разбавление и освежение оборотной воды (продувка). Снижение карбонатной жесткости оборотной воды достигается за счет постоянного или периодического сброса части оборотной воды с заменой ее свежей, добавочной водой с меньшей карбонатной жесткостью. Величина расхода сбрасываемой воды $G_{\text{сбр}}$ определяется по формуле:

$$G_{\text{сбр}} = \frac{J_{\text{к.д}} G_{\text{исп}}}{J_{\text{к.о}} - J_{\text{к.д}}} - (G_{\text{ун}} + G_{\text{н.о}}),$$

где: $J_{\text{к.д}}$ — карбонатная жесткость добавочной воды, мг-экв/л; $J_{\text{к.о}}$ — максимально допустимая карбонатная жесткость оборотной воды, мг-экв/л; $G_{\text{исп}}$ — потери воды на испарение, $\text{м}^3/\text{ч}$, устанавливаемые расчетом; $G_{\text{ун}}$ — потери воды уносом из охладителя, $\text{м}^3/\text{ч}$, устанавливаемые расчетом; $G_{\text{н.о}}$ — потери и отбор воды из системы, $\text{м}^3/\text{ч}$, в процессе производства. При этом должно выполняться условие $J_{\text{к.д}} < J_{\text{к.о}}$.

Подкисление воды. При подкислении добавочной воды серной кислотой происходит перевод карбонатной жесткости в некарбонатную с образованием сульфатов, обладающих высокой растворимостью и не выпадающих в осадок; при этом происходят следующие реакции:



Расчет дозы кислоты в виде товарного продукта $D_{\text{к}}$, мг/л, производится по формуле:

$$D_{\text{к}} = \alpha \text{Щ}_0 e_{\text{к}} 100 / C_{\text{к}},$$

где: Щ_0 — щелочность воды до стабилизационной обработки воды, мг-экв/л; $e_{\text{к}}$ — эквивалентная масса кислоты (49 для серной и 36,5 для соляной); $C_{\text{к}}$ — содержание кислоты в товарном продукте, %; α — коэффициент, зависящий от pH воды и индекса стабильности [3].

Подщелачивание воды. Воду с отрицательным индексом насыщения ($J < 0$) подщелачивают известью или содой. При этом предусматривается также создание условий для образования защитной карбонатной пленки на внутренней поверхности труб.

При расчете доз щелочных реагентов для стабилизационной обработки воды возможны два случая, определяемые по значениям pH_0 — для исходной воды и pH_s — для воды с индексом стабильности $J = 0$, т. е. в первом случае $\text{pH}_0 < \text{pH} < 8,4$ и во втором случае $\text{pH}_0 < 8,4 < \text{pH}_s$.

Формулы для определения дозы подщелачивающих веществ $D_{\text{щ}}$ в мг-экв/л в этих случаях соответственно следующие:

$$D_{\text{щ}} = \Delta \text{Щ} = \beta \text{Щ}_0; \quad D_{\text{щ}} = \Delta \text{Щ} = \text{Щ}_0(\chi + \varepsilon + \chi \varepsilon),$$

где: Щ_0 — щелочность воды до стабилизационной обработки, мг-экв/л; $\Delta \text{Щ}$ — увеличение щелочности воды, необходимое для стабилизации ее состава,

мг-экв/л; β — коэффициент, определяемый по значениям pH_0 и J ; χ и ε — коэффициенты, определяемые по значениям pH_0 и pH_s [3].

Дозу щелочи для первого случая в единицах по массе товарного продукта определяют по формуле:

$$D_{\text{щ}} = e \beta \text{Щ}_0 100 / C_{\text{щ}},$$

для второго случая в единицах по массе товарного продукта:

$$D_{\text{щ}} = e (\chi + \varepsilon + \chi \varepsilon) \text{Щ}_0 100 / C_{\text{щ}},$$

где: e — эквивалентная масса щелочи, мг-экв/л, равная 28 для извести, 53 для соды, 40 для едкого натра; $C_{\text{щ}}$ — содержание активного вещества в товарном продукте, %.

Фосфатирование оборотной воды не предотвращает полностью образование отложений карбоната кальция, но карбонатные отложения становятся менее прочными и легко удаляются из системы трубопроводов при промывке их водой с увеличенной скоростью либо воздухом. Фосфаты в виде раствора дозируются в добавочную воду, требуемое количество фосфата по товарному продукту определяется по формуле:

$$D_{\text{ф}} = \left(K_{\text{ф}} + \frac{5}{24 G_{\text{доб}}} \right) \frac{100}{C_{\text{ф}}},$$

где: $K_{\text{ф}}$ — концентрация фосфатов, которую необходимо поддерживать в оборотной воде, мг/л ($K_{\text{ф}}$ принимается от 1 до 5 мг/л в зависимости от качества оборотной воды); w — общая вместимость оборотной системы, м^3 ; $G_{\text{доб}}$ — расход добавочной воды, $\text{м}^3/\text{ч}$; $C_{\text{ф}}$ — содержание P_2O_5 в товарном продукте, %, (для тринатрийфосфата и суперфосфата 16 : 18 %, для гексаметафосфата и триполифосфата 50 : 52 %) [3].

Рекарбонизация оборотной воды. Эффективным методом предотвращения образования карбонатных отложений в системах оборотного водоснабжения путем поддержания углекислотного равновесия является рекарбонизация этой воды дымовыми газами, образующимися в котельных при сжигании твердого или жидкого топлива, а также газами доменных печей, содержащими углекислоту после сжигания их в котлах или в воздухонагревателях.

Насыщение оборотной воды углекислотой дымовых газов предотвращает выпадение карбонатных отложений путем предупреждения распада бикарбонатов, при этом соблюдается равновесие:



Количество требуемой для создания этого равновесия углекислоты ориентировочно может быть определено по формуле:

$$D_{\text{CO}_2} = \frac{G_{\text{доб}} \text{Щ}_{\text{доб}}}{K(G_{\text{доб}} - G_{\text{исп}})} - \frac{G_{\text{об}} - G_{\text{доб}}}{G_{\text{об}}} \text{CO}_{2\text{охл}} - \frac{G_{\text{доб}}}{G_{\text{об}}} \text{CO}_{2\text{доб}},$$

где: $G_{\text{доб}}$ — количество добавочной воды, $\text{м}^3/\text{ч}$; $G_{\text{исп}}$ — потери воды на испарение при ее охлаждении, $\text{м}^3/\text{ч}$; $G_{\text{об}}$ — расход оборотной воды в системе, $\text{м}^3/\text{ч}$; $\text{Щ}_{\text{доб}}$ — щелочность (карбонатная жесткость) добавочной воды, мг-экв/л, по данным химического анализа; $\text{CO}_{2\text{охл}}$ —

концентрация свободной CO_2 в охлажденной оборотной воде (после градирни), мг/л, по данным анализа; $\text{CO}_{2\text{доб}}$ — концентрация свободной CO_2 в добавочной воде, мг/л, по данным химического анализа; K — коэффициент, зависящий от температуры нагрева оборотной воды в системе; его значения приведены ниже.

Температура нагрева

оборотной воды, °C 30 35 40 45 50 60

Значение коэффициента K

0,26 0,21 0,17 0,13 0,11 0,10

В условиях эксплуатации дозу углекислоты для рекарбонизации воды следует корректировать по данным контроля скорости образования отложений на индикаторных пластинках или скоростью коррозии этих пластинок.

Количество дымовых газов (при нормальных условиях), которое следует подавать в обрабатываемую воду, можно определить по формуле:

$$G_{\text{д.г}} = 5,1 \frac{D_{\text{CO}_2} G_{\text{об}}}{C_{\text{CO}_2} \beta},$$

где: C_{CO_2} — содержание CO_2 в дымовых газах, % (объем), определяемое по данным анализов дымовых газов. Приблизительно можно принять это содержание равным в дымовых газах от сжигания твердого топлива в котлах — 5 : 8 %, от сжигания нефти и мазута 8 : 12 %, от сжигания доменного газа — 15 : 22 %; β — степень использования углекислоты, содержащейся в дымовых газах, %, принимаемая (ориентировочно) при введении углекислоты в воду с помощью водоструйных эжекторов от 50 до 85 %, с помощью газодувок и барботажных труб 30 %.

Количество оборотной воды, которое необходимо пропустить через водоструйные эжекторы для насыщения углекислотой дымовых газов, определяется по формуле:

$$g_{\text{об}} = \frac{D_{\text{CO}_2} \cdot 10^4}{m C_{\text{CO}_2} \beta} G_{\text{об}},$$

где m — растворимость углекислоты в воде, мг/л, при данной температуре и парциальном давлении 100 кПа (1 кгс/см²).

Растворимость углекислоты m приведена ниже.

Температу-

ра рабочей

воды, °C

20 25 30 35 40 45 50 60

Значение m ,

мг/л

1689 1450 1250 1106 974 862 762 580

Схема рекарбонизации оборотной воды в полузакрытой системе оборотного водоснабжения дымовыми газами приведена в [3, 19, 20].

Борьба с биологическими обрастаниями теплообменных аппаратов и водоохлаждающих сооружений. Повышение температуры оборотной воды создает благоприятные условия для развития микроорганизмов, осложняющих работу теплообменной аппаратуры и всего технологического оборудования, за исключением работы холодильников огневого нагрева.

Микроорганизмы в систему оборотного водоснабжения заносятся из источника, поселяются и развиваются в ней вследствие благоприятных условий для их размножения: повышения температуры до 40 °С, присутствия в воде питательных веществ и растворенного кислорода.

Борьбу с биологическими обрастаниями ведут созданием неблагоприятных для жизни микроорганизмов условий [3, 19, 20].

Наиболее доступными являются ядовитые вещества, вводимые в воду, и безвредные для оборудования, сооружений и обслуживающего персонала.

В качестве ядов для борьбы с биологическим обрастанием в системах оборотного водоснабжения обычно применяют хлор и медный купорос $\text{CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$.

Губительно на микроорганизмы действует свободная углекислота, вводимая в воду в дозах 30÷50 мг/л при рекарбонизации ее с целью предотвращения карбонатных отложений.

Хлорирование охлаждающей воды. Охлаждающую воду периодически хлорируют, при этом интервалы между подачей хлора в воду и продолжительность каждого периода хлорирования зависят от степени загрязненности воды органическими веществами, микроорганизмами и интенсивности их развития. Режим хлорирования в каждом отдельном случае подбирается опытным путем. Дозу хлора выбирают таким образом, чтобы в воде, прошедшей через наиболее удаленный от места ввода хлора теплообменный аппарат, концентрация активного хлора в воде в течение 30 : 40 мин. была бы около 1 мг/л [3, 19, 20].

В качестве критерия для определения периодичности хлорирования можно принимать время, в течение которого на омываемых водой стенках труб образуется слой обрастаний толщиной около 0,5 мм. В связи с тем, что во многих случаях измерение слоя обрастаний в трубах и аппаратах затруднительно, часто применяют «ловчие» стеклянные пластинки (индикаторы), устанавливаемые в потоке воды.

Необходимый расход хлора, кг /сут., может быть определен по формуле:

$$G_x = \frac{GD_x t n}{60 \cdot 1000},$$

где: G — расход охлаждающей воды, ч; D_x — дозы хлора, г/м³; t — продолжительность каждого периода введения хлора, определяемая в процессе эксплуатации в минутах (ориентировочно можно принимать $t = 40 : 60$ мин. — с тем чтобы концентрация остаточного хлора в выходящей из теплообменника воде была бы в течение 30÷40 мин. около 1 мг/л); n — число периодов введения хлора в течение суток.

Вводить хлор в обрабатываемую воду следует с помощью хлораторов.

Обработка воды медным купоросом направлена главным образом на борьбу с водорослями, развивающимися на градирнях (водораспределительные лотки, ороситель, стойки, каркас, обшивка и резервуар), а также в брызгальных бассейнах и прудах-охладителях оборотной воды. Для устранения развития водорослей в градирнях и брызгальных бассейнах применяют периодическую обработку воды медным купоросом 1 : 2 мг/л в пересчете на Cu (или 4 : 8 мг/л $\text{CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$). Периодичность обработки зависит от интенсивности развития водорослей, она может колебаться от недели (летом) до месяца (в прохладное время года). Продолжительность подачи раствора медного купороса может достигать одного часа; при этом желательно подавать этот раствор в воду непосредственно перед градирней [3, 19, 20].

При обрастании градирен и оросительных холодильников колониями бактерий рекомендуется воду после обработки купоросом обрабатывать в течение 1 ч хлором дозой 7÷10 мг/л непосредственно перед охладителями.

При использовании для целей водоснабжения вод из озер и водохранилищ нередко возникают существенные трудности вследствие обильного развития в них в определенные периоды года планктона — так называемого «цветения» воды. Для борьбы с их развитием также применяют обработку воды дозой купороса от 0,1 до 0,5 мг Cu /л.

Расход купороса для обработки воды в водоеме рассчитывается на создание необходимой концентрации в верхнем слое воды толщиной 1÷2 м. Обработка купоросом производится с лодок, а также самолетами санитарной службы.

Как было отмечено в п. 1.1, системы канализации предназначены для отвода бытовых и производственных сточных вод.

2.1. ВИДЫ И ПОКАЗАТЕЛИ СТЕПЕНИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ СТОЧНЫХ ВОД

Вода, использованная для различных нужд, в результате чего изменились ее химический состав или физические свойства, называется сточной, или стоками. К сточным относятся также дождевые и талые воды, стекающие с территорий населенных мест или предприятий различного назначения.

Сточные воды делятся на три группы [4].

1. Бытовые (или хозяйственно-фекальные), поступающие от раковин, ванн, унитазов, трапов и других санитарных приборов, установленных в жилых, общественных и промышленных зданиях. Эти воды, загрязненные в основном физиологическими выделениями и хозяйственными отбросами, содержат болезнетворные бактерии. К этой категории относятся также банно-прачечные и душевые воды.
2. Производственные (в том числе промышленные), образующиеся при использовании воды в различных технологических процессах или производствах.
3. Атмосферные (или дождевые), образующиеся в результате выпадения атмосферных осадков (дождей, таяния снега и льда).

По химическому составу и физическому состоянию сточные воды отличаются значительным разнообразием. Минеральные и органические вещества, загрязняющие сточные воды, могут быть взвешенными, коллоидными, растворенными и др. Загрязненность сточных вод характеризуется количеством загрязнений, содержащихся в единице их объема, концентрацией, измеряемой, как правило, в мг/л или г/м³.

Бытовые сточные воды имеют сравнительно постоянный характер загрязнений, концентрация которых зависит в основном от нормы водопотребления в сутки.

Производственные сточные воды, в зависимости от специфики технологических процессов, могут содержать загрязнения:

- а) органические (производство пластмасс, бумаги, текстильной продукции и др.);
- б) минеральные (металлургическое, машиностроительное, химическое производство и др.);
- в) смешанные (гидролиз древесины, производство искусственного волокна).

Кроме того, производственные воды могут содержать ядовитые примеси (например, цианиды или соединения шестивалентного хрома после гальванических производств и др.) и значительные бактериальные загрязнения (после боен, кожевенных заводов, шерстемоечных фабрик и т. п.).

Концентрация и состав загрязнений. При выпуске сточных вод в водоем требуется их очистка. Степень очистки зависит от концентрации загрязнений в сточной воде, от разбавления их водой водоема и от условий биохимического процесса самоочищения, проходящего в водоеме.

Концентрацией загрязнений называется содержание каждого из них в 1 л или в 1 м³ сточной воды. По своей природе загрязнения могут быть минеральными, органическими или бактериальными. Загрязняющие вещества могут находиться:

- а) в растворенном состоянии, когда размеры их частиц менее 0,001 мкм;
- б) в коллоидном, когда размеры их частиц от 0,001 до 0,1 мкм;
- в) в нерастворенном, когда размеры их больше 0,1 мкм. При этом они могут быть ядовитыми (токсичными), заразными (патогенными) или взрывоопасными.

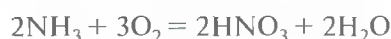
Минеральные загрязнения представляют собой частицы песка, шлака, глины, минеральных масел, растворов кислот, щелочей, солей и т. п.

К органическим загрязнениям растительного происхождения относятся остатки овощей, плодов, злаков, бумаги, растительных масел и т. п. Основным химическим элементом загрязнений этого рода является углерод в виде клетчатки. Основным химическим элементом органических загрязнений животного происхождения является азот в виде белковых веществ. Последние в живом организме в процессе обмена веществ дают мочевины.

По мере движения сточных вод по сети и очистным сооружениям мочевина при участии гнилостных (анаэробных) бактерий подвергается гидролизу с образованием углекислого аммония (NH₄)₂CO₃ с выделением в дальнейшем аммиака NH₃ и углекислоты CO₂:



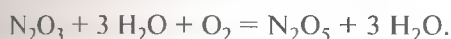
Под действием аэробных бактерий в присутствии достаточного количества кислорода O₂ происходит окисление азота аммонийных солей с образованием вначале солей азотистой кислоты (нитритов) по уравнениям:



или



и при дальнейшем окислении — образование солей азотной кислоты (нитратов):



Процесс этот называется нитрификацией, в результате его накапливается запас кислорода. Когда полностью израсходован весь свободный (растворенный в воде) кислород, то под действием уже анаэробных микроорганизмов кислород отщепляется от нитратов и нитритов и вторично используется для процессов окисления органических веществ [4].

Биохимический процесс аэробного окисления органических веществ идет в две фазы. В первой фазе окисляются углерод С и водород Н, давая углекислоту CO_2 и воду H_2O . В течение второй фазы окисляется азот N. Процесс нитрификации чаще всего наступает на 10–12-е сутки.

Сточные воды, являющиеся опасными в санитарном отношении, могут содержать в то же время ценные вещества. Поэтому на многих производствах их подвергают регенерации. И после того как из них извлекут ценные примеси, используют повторно в технологических процессах либо как удобрения посевных площадей.

Взвешенные (нерастворенные) вещества делятся на осадимые и неосадимые. В зависимости от размеров (дисперсности) частиц, их плотности, формы и скорости движения жидкости они могут всплывать (жиры, бумага, нефть, древесина и т. п.), находиться в воде во взвешенном (суспензированном) состоянии или осаждаться на дно сосуда и волочиться по дну в виде осадка (песок, куски веществ, металлическая окалина, каменный уголь и пр.).

Продолжительность отстаивания практически не более 2 ч. За это время из сточной жидкости выпадает основная масса взвешенных веществ (60 : 65 %), которые условно рассматриваются как осадимые, а не выпавшие — неосадимые.

Объемная масса осадка, содержащего 80 : 97,5 % воды, может быть принята равной объемной массе воды. Объем осадка при снижении его влажности P , %, можно принять уменьшающимся обратно пропорционально проценту содержания в нем сухого вещества:

$$\frac{W_2}{W_1} = \frac{100 - P_1}{100 - P_2}, \text{ откуда } W_2 = W_1 \frac{100 - P_1}{100 - P_2},$$

где: W_1 и W_2 — соответственно первоначальный объем осадка и объем его после снижения влажности; P_1 и P_2 — начальное и конечное содержание воды.

Коллоидные вещества, имеющие размеры частиц 0,001 : 0,1 мкм, в санитарных анализах, проводимых фильтрацией через беззольные фильтры, не улавливаются и, таким образом, практически относятся к растворенным веществам. Количество растворенных веществ в сточных водах определяют выпариванием воды, прошедшей через беззольный фильтр. Полученный после выпаривания остаток (так называемый

плотный остаток) высушивают и взвешивают (сухой остаток). Прокаливанием сухого остатка при температуре 600 °С получают золу. После остывания ее взвешивают и получают массу минеральной части нелетучих растворенных веществ (прокаленный остаток).

Разность масс веществ до и после прокаливания показывает массу летучих веществ или органической части растворенных веществ. В санитарном отношении органические вещества наиболее опасны, так как являются благоприятной средой для развития бактерий, в том числе и патогенных. Попав со сточными водами в водоем или на специальные земельные участки, органические вещества под действием кислорода подвергаются биохимическим аэробным процессам, приводящим их к минерализации (стабилизации).

Радиоактивные загрязнения — это присутствие в воде радиоактивных элементов, каждый из которых характеризуется двумя основными величинами: энергией радиоактивного α^+ , γ^0 , β^- -излучения и периодом полураспада — промежутком времени, в течение которого распадается половина начального количества атомов.

Все радиоактивные элементы могут быть классифицированы как короткоживущие с малыми периодами полураспада и долгоживущие с большим периодом полураспада. У короткоживущих элементов, например, период полураспада 60 дней. Чем меньше период полураспада, тем меньшее количество вещества необходимо для получения 1 Ки (кюри), принятого за единицу радиоактивности.

Следует учитывать также свойства радиоактивного элемента и его концентрацию. Предельно допустимые концентрации (в Ки/л) колеблются в значительных диапазонах, например: уран $3 \cdot 10^{-11}$; полоний $5 \cdot 10^{-11}$; фтор $1 \cdot 10^{-4}$; торий $1 \cdot 10^{-11}$ и т. п. За единицу дозы излучения принят рентген (Р), т. е. излучение, образующее 1 электростатическую единицу в 1 м³ воздуха при нормальном давлении и температуре 0 °С. Излучение в целых единицах опасно для человека. Излучение в 0,05 Р/ч считается малой дозой.

Интенсивность излучения радиоактивных элементов нельзя изменить или прекратить внешними физическими воздействиями. Очистку этих радиоактивных элементов можно вести путем выдержки в емкостях, предварительно охладив их. Низкоактивные сточные воды лучше всего очищаются путем отстаивания или ионного обмена. Высокоактивные сточные воды в небольших дозах можно очищать путем выпарки.

Биохимическая и химическая потребность сточной воды в кислороде. Степень загрязненности сточных вод и воды водоема органическими веществами может характеризовать количество кислорода, израсходованного на их окисление в процессе жизнедеятельности аэробных микроорганизмов. Эта величина носит название биохимической потребности в кислороде — БПК и выражается в мг/л или г/м³.

В бытовых и близких к ним по составу производственных сточных водах за первые сутки потребляется около 21 % кислорода, за вторые сутки — около 38 %, за 5 суток — около 68 %, за 20 суток — около 99 %, через 100 суток — 100 % от количества кислорода, необходимого для окисления органических веществ, находящихся в сточных водах.

Для отстоянной воды БПК₂₀ (биохимическая потребность за 20 суток) составляет 40 г/сут. на 1 человека. По СНиП 2.04.01-85*, БПК₅ осветленной жидкости на 1 человека принимается 35 г/сут., БПК₅ неосветленной жидкости — 54 г/сут.*

БПК сточных вод, однако, не соответствует полному количеству органических веществ, содержащихся в сточной воде. Часть органических веществ расходуется на рост бактерий, участвующих в процессе окисления (прирост биомассы). Часть же поддается только химическим методам окисления, а не биохимическим. Общее количество необходимого для этого кислорода больше, чем БПК, и его называют химической потребностью в кислороде (ХПК). Для бытовых сточных вод считают, что БПК₂₀ составляет 86 % ХПК.

В производственных сточных водах эти соотношения другие и значительно колеблются (БПК₂₀ составляет 20 % ХПК и более). Чем больше разница между ХПК и БПК, тем больше прирост биомассы в искусственных окислителях (заиливание биопленкой). Прирост ила $A = K \cdot (ХПК - БПК_{20})$, мг/л, где $K = 0,1 \div 0,9$. Вынос биомассы примерно 25 %.

Режим потребления кислорода производственными сточными водами также отличается от приведенного выше для бытовых сточных вод. Производственные стоки по своему составу очень разнообразны. Некоторые отрасли промышленности дают сточные воды, почти не содержащие органических загрязнений, другие же, наоборот, с содержанием значительно больших количеств органических веществ, чем бытовые. Если в числе загрязнений производственных и смешанных сточных вод имеются токсические вещества, то скорость биохимического процесса окисления их замедляется в сравнении со скоростью биохимического окисления бытовых сточных вод.

Активная реакция, обозначаемая показателем pH, характеризует концентрацию водородных ионов, которая определяет кислотность или щелочность сточных вод. Для оценки характера загрязнений показатель pH имеет большое значение, т. к. характеризует агрессивность стоков к материалу канализационных труб, насосных станций, очистных сооружений.

Содержание различных примесей в сточной воде может быть выражено:

1. В ионной форме, когда даны концентрации в воде отдельных ионов в мг/л (при высококонцентрированных растворах — в г/л).

2. В грамм-ионной форме, когда в анализах даны концентрации отдельных ионов в долях грамм-иона, где грамм-ион — это количество граммов этого иона, соответствующее его молекулярной массе. При анализах природных вод концентрации выражаются не в г-ионах, а в мг-ионах на 1 л, т. е. в числах, в 1000 раз больших.

3. В эквивалентной форме концентрации ионов даются в г-экв. Грамм-эквивалент — это количество вещества, соответствующее его молекулярной массе, отнесенной к 1 атому или единице валентности.

Молекулы воды подвергаются диссоциации с образованием ионов водорода H и ионов гидроксидов OH. В чистой воде степень концентрации водородных и гидроксильных ионов равна и составляет в 1 л 10^{-7} г. Концентрация водорода (потенциал водорода) $pH = 1:10^7 = 10^{-7}$ или $lg\ pH = -7$. Принимают $pH = 7$.

При другой концентрации, например, $pH = 1:10^6$ (большей, чем $1:10^7$) или $pH = 1:10^8$ (меньшей, чем $1:10^7$), $pH = 6$ и $pH = 8$ соответственно.

Произведение концентраций водородных и гидроксильных ионов (ионное произведение) всегда равно величине $1:10^{14}$, т. е. если концентрация водородных ионов $1:10^6$, то концентрация гидроксильная $1:10^8$, а ионное произведение:

$$(1:10^6)(1:10^8) = (1:10^{6+8}) = 1:10^{14}$$

или

$$pH + p(OH) = 14.$$

При $pH = 7$ реакция нейтральная, при $pH > 7$ — щелочная, при $pH < 7$ — кислотная. Бытовые сточные воды имеют $pH = 7,2-7,3$, производственные — от сильно-кислых до сильнощелочных значений.

Оптимально для развития бактерий $pH = 7 \div 8$; для работы очистных сооружений $pH = 7 \div 7,6$. Одна единица измерения pH соответствует изменению концентрации в 10 раз. Величина pH зависит от степени диссоциации кислоты или щелочи и их содержания в растворе.

Степень диссоциации характеризуется константой диссоциации K_d , величина которой для некоторых веществ приведена ниже.

Анилин $C_6H_5NH_2$	$46 \cdot 10^{-10}$
Азотистая кислота HNO_2	$45 \cdot 10^{-4}$
Аммиак NH_3	$1,75 \cdot 10^{-5}$
Борная кислота H_3BO_3	$6,4 \cdot 10^{-10}$
Молочная кислота $CH_3CH(OH)COOH$..	$1,4 \cdot 10^{-4}$
Сернистая кислота H_2SO_3	$1,7 \cdot 10^{-2}$
Сероводород H_2S	$5,7 \cdot 10^{-8}$
Синильная кислота HCN	$3 \cdot 10^{-7}$
Уксусная кислота CH_3COOH	$1,86 \cdot 10^{-5}$
Фенол C_6H_5OH	$1,3 \cdot 10^{-10}$
Углекислота CO_2	$3 \cdot 10^{-7}$

* БПК₂₀ принимается за полную потребность (100 %).

Сильные кислоты (соляная, азотная, хлорная, хлористая) и сильные щелочи (гидраты окислов щелочных и щелочноземельных металлов) диссоциируют полностью, и для них рН выражается формулой: $pH = -\lg C$.

Для слабых электролитов, диссоциация которых не превышает 5 %:

$$pH = 0,5 \lg K_s - 0,5 \lg C.$$

Для других, более диссоциирующих электролитов

$$[H'] = -0,5 \cdot K_s \sqrt{0,25 K_s + K_s C},$$

где: C — число, выражающее нормальность раствора (1 н., или 0,1 н., или 0,01 н.); $[H']$ — концентрация водородных ионов; K_s — константа диссоциации; 1 н. — нормальный; 0,1 н. — децинормальный; 0,01 — сентинормальный и 0,001 — миллинормальный раствор.

Нормальным называется раствор, содержащий в 1 л 1 г-экв растворенного вещества, т. е. количество вещества, соответствующее его молекулярной массе, отнесенной к единице валентности или 1 атому водорода.

Пример.

Для нейтрализации 1 г-экв серной кислоты H_2SO_4 , т. е. $[2 + 32 + (4 \cdot 16)] : 2 = 49$ г, необходимо щелочи, например $Ca(OH)_2$, 1 г-экв, т. е. $[40 + (2 \cdot 16) + (2 \cdot 1)] : 2 = 37$ г. 1 г-экв углекислоты CO_2 будет равен $[12 + (2 \cdot 16)] : 1 = 44$ г и т. п.

Зависимость между реакцией воды рН и содержанием в ней свободной $CO_{2св}$ и бикарбонатной $CO_{2бик}$ углекислоты определяется выражением:

$$pH = 6,52 - \lg (CO_{2св} / CO_{2бик}) = 6,52 - \lg CO_{2св} + \lg CO_{2бик},$$

где 6,52 — значение отрицательного логарифма константы диссоциации CO_2 , равной:

$$K_s = 3 \cdot 10^{-7}, \text{ т. е.}$$

$$-\lg K_s = -\lg 3 \cdot 10^{-7} = 6,52.$$

В естественных водах в растворе находится свободная углекислота $CO_{2св}$ и двууглекислые соли (бикарбонаты) кальция $Ca(HCO_3)_2$ и магния $Mg(HCO_3)_2$, которые обуславливают карбонатную жесткость. Каждому содержанию бикарбонатных ионов (HCO_3) соответствует определенная концентрация $CO_{2св}$, которая позволяет нейтрализовать соответствующее количество щелочи. Это может быть выражено отношением величин, мг/л:

$$(CO_{2бик}/34) = CO_{2св}.$$

В этом отношении $CO_{2бик} = 0,72 HCO_3$; углекислота $CO_{2св}$ носит название равновесной.

При большем содержании свободной углекислоты вода становится агрессивной. Количество равновес-

ной углекислоты и соответствующее ей количество бикарбонатной углекислоты приведены ниже.

$CO_{2равнов}$ мг/л	0,0	0,1	0,25	0,5	0,75	1,0	1,75	3,0	4,8	11,5	25,0
$CO_{2бик}$ мг/л	10	20	30	40	50	60	80	100	120	160	200

Количество связанной углекислоты равно половине бикарбонатной. Для вычисления агрессивной углекислоты пользуются табл. 5.2.1.

Содержание бикарбонатной углекислоты на 1 мг-экв/л карбонатной жесткости составляет 44 мг/л.

Пример.

Определить содержание агрессивной углекислоты в воде, если количество $CO_{2бик}$ равно 180 мг/л, а $CO_{2св}$ — 50 мг/л: $CO_{2связан} = 180 \cdot 0,5 = 90$ мг/л; $CO_{2связан} + CO_{2св} = 90 + 50 = 140$ мг/л.

По табл. 5.2.1: $CO_{2связан} + CO_{2агр} = 108,1$ мг/л.

Отсюда агрессивной углекислоты будет: $108,1 - 90 = 18,1$ мг/л.

Таблица 5.2.1

Данные для вычисления агрессивной углекислоты

Сумма связанной и свободной углекислоты, мг/л	1,0	10,0	20,0	30,0	50,0	70,0
Сумма связанной и агрессивной углекислоты, мг/л	1,0	10,0	19,8	29,4	47,3	68,5
Сумма связанной и свободной углекислоты, мг/л	100,0	140,0	180,0	225,0	300,0	400,0
Сумма связанной и агрессивной углекислоты, мг/л	84,6	108,1	127,5	147,8	175,3	205,7

На основании многолетних и многочисленных наблюдений сделан вывод о составе загрязнений, входящих в бытовые сточные воды. Поскольку бытовые сточные воды в основном поступают от населения, количество загрязнений пропорционально числу жителей, обслуживаемых канализацией. Концентрация загрязнений зависит при этом от нормы водопотребления и водоотведения: чем эта норма больше, тем концентрация загрязнений K меньше, и наоборот. Концентрация определяется по выражению:

$$K = a \cdot 1000 / g_H,$$

где: a — величина загрязнений на одного жителя, г/сут; g_H — норма водоотведения на одного жителя, л/сут.

В табл. 5.2.2 приведены данные о концентрации взвешенных веществ в сточных водах и БПК₂₀ в зависимости от нормы водоотведения.

Концентрация взвешенных веществ в сточных водах

Характеристика загрязнений	Норма водоотведения на 1 чел., л/сут.								
	125	150	175	200	225	250	275	300	400
Концентрация взвешенных веществ, мг/л	560	433	372	325	290	260	236	216	162
БПК ₂₀ , мг/л	320	266	228	200	176	160	145	133	100

Количество загрязнений на одного жителя в сутки для определения концентрации загрязнений бытовых сточных вод в среднем составляет величины, приведенные в табл. 5.2.3. Загрязнения от населения, проживающего в неканализованных районах, учитываются в количестве 33 %, указанных в табл. 5.2.3.

Количество загрязнений, поступающих со сточными водами от гостиниц, санаториев, домов отдыха, вокзалов, депо, областных и районных больниц, обслуживающих временно проживающих в населенном пункте людей, не проживающих постоянно на территории канализуемого объекта, учитывается дополнительно.

Таблица 5.2.3.

Данные для определения концентрации загрязнений бытовых сточных вод

Наименование ингредиентов	Количество загрязнений, г/сут. на 1 жителя
Взвешенные вещества	65
БПК ₅ неосветленной жидкости	54
БПК ₅ осветленной жидкости	35
БПК _{полн} осветленной жидкости	40
Азот аммонийных солей (N)	8
Фосфаты (P ₂ O ₅)	3,3
Хлориды (Cl)	9
Поверхностно-активные вещества (ПАВ)	2,5

Помимо большого разнообразия загрязнений производственных сточных вод, их концентрации имеют значительные колебания (по БПК от 0 до 20 000 мг/л). Загрязнения производственных сточных вод устанавливаются фактическим их анализом, а для проектируемых канализаций — по данным анализов аналогичных производственно-технологических процессов.*

Концентрация загрязнений смеси (общего стока) бытовых и производственных сточных вод $K_{\text{смеси}}$ определяется по формуле:

$$K_{\text{смеси}} = \frac{K_6 G_6 + K_{\text{пр}} G_{\text{пр}}}{G_6 + G_{\text{пр}}},$$

где: K_6 и $K_{\text{пр}}$ — концентрации загрязнений соответственно бытовых и производственных сточных вод; G_6 и $G_{\text{пр}}$ — средние расходы бытовых и производственных сточных вод.

* Основные показатели загрязнений производственных сточных вод приводятся в специальной литературе.

Относительная стабильность (стойкость) сточных вод — это отношение количества растворенного нитритного и нитратного кислорода, содержащегося в них, к БПК_{полн} этих сточных вод, выраженное в процентах. Выше уже говорилось, что для окисления органических веществ, входящих в состав загрязнений, необходимо наличие в сточных водах кислорода. Израсходованный кислород пополняется главным образом за счет кислорода атмосферного воздуха. Так, в водоемах одновременно протекают процессы потребления кислорода и растворения его.

Кислород, как и другие газы, может растворяться в воде лишь до определенного, насыщающего воду количества, которое зависит от температуры и давления. Чем выше температура, тем растворимость кислорода меньше. При давлении более высоком, чем парциальное давление содержащегося в воде кислорода, растворимость кислорода будет больше. В табл. 5.2.4 приведена растворимость кислорода в дистиллированной воде при различных температурах и давлении 760 мм рт. ст.

Таблица 5.2.4.

Предел растворимости кислорода воздуха в дистиллированной воде при давлении 760 мм рт. ст.

Температура $T, ^\circ\text{C}$	Количество растворенного O_2 , мг/л	Температура $T, ^\circ\text{C}$	Количество растворенного O_2 , мг/л
0	14,62	16	9,95
1	14,23	17	9,74
2	13,84	18	9,54
3	13,48	19	9,35
4	13,13	20	9,17
5	12,80	21	8,99
6	12,48	22	8,83
7	12,17	23	8,68
8	11,87	24	8,53
9	11,59	25	8,38
10	11,33	26	8,22
11	11,08	27	8,07
12	10,83	28	7,92
13	10,60	29	7,77
14	10,37	30	7,63
15	10,15		—



Рис. 5.2.1. Схема растворения кислорода в водоеме при одновременном процессе его поглощения

Дефицитом кислорода D называется недостаток его в воде водоема до того количества, которое соответствует полному насыщению воды при данной температуре.

Дефицит кислорода определяется в процентах от полного насыщения или в долях дефицита. Так, если полный дефицит $D = 1$, то в воде отсутствует растворенный кислород; если $D = 0,5$, в воде растворена половина количества, обеспечивающего полное насыщение воды. Если $D = 0$, значит, в воде кислород растворен до предела ее насыщения — дефицита нет.

Скорость растворения кислорода в каждый данный момент обратно пропорциональна насыщенности воды кислородом или прямо пропорциональна его дефициту (недонасыщенности) (см. рис. 5.2.1).

Закон растворения может быть выражен уравнением:

$$D_t = D_a \cdot 10^{-K_2 \tau}, \quad (5.2.1)$$

где: D_a — начальный дефицит O_2 ; D_t — дефицит O_2 по прошествии времени; K_2 — константа скорости растворения кислорода, зависящая от температуры воды, состояния поверхности водоема, условий перемешивания воздуха с водой. Константа скорости растворения (реакция) кислорода с повышением температуры повышается.

Скорость потребления кислорода на окисление органических веществ при одинаковой температуре воды пропорциональна количеству их, остающемуся в сточной воде в каждый момент времени. Закон окисления может быть выражен уравнением:

$$L_t = L_a \cdot 10^{-K_1 \tau}, \quad (5.2.2)$$

где: L_t — количество кислорода, необходимое для окисления органических веществ через время τ ; L_a —

количество кислорода, необходимого для окисления органических веществ, имеющееся в начале окисления; K_1 — коэффициент пропорциональности — константа скорости биохимического потребления кислорода на окисление.

Схема изменения кислородного баланса в водоеме дана на рис. 5.2.1. Кривая 1 характеризует степень насыщения кислородом без реаэрации; кривая 2 — то же, при одновременном действии процессов потребления и растворения O_2 ; кривая 3 характеризует процесс реаэрации; 4 — критическая точка — точка «кислородного перегиба».

Кривая 1 строится по уравнению (5.2.1). Кривая 2 строится по уравнению (5.2.2). Для построения кривой 3 пользуются уравнением:

$$D_t = -\frac{K_1 L_a}{K_2 - K_1} (10^{-K_1 \tau} - 10^{-K_2 \tau}) + D_a = 10^{-K_2 \tau},$$

которое позволяет определить дефицит кислорода по прошествии времени τ . Ось $O - A$ — степень насыщения воды кислородом, %; ось $O - B$ — время насыщения воды, сут.

Величины констант K_1 и K_2 сильно колеблются в зависимости от температуры (см. табл. 5.2.5 и 5.2.6) и наличия микроорганизмов. В среднем $K_1 = 0,1$ и $K_2 = 0,2$ при температуре $20^\circ C$. Вычисленная по формуле (5.2.2) остающаяся потребность в кислороде через каждые сутки в зависимости от относительной стойкости (стабильности), выраженной в % от начальной потребности при $t = 20^\circ$ и $K_1 = 0,1$, приводится в табл. 5.2.7. Сроки загнивания жидкости в зависимости от стабильности приводятся с округлением до 0,5 сут в табл. 5.2.8. Определить загнивание можно по запаху сероводорода. Признаком загнивания служит обесцвечивание прибавленного к воде раствора метиленовой синьки.

Таблица 5.2.5.

Значения константы растворения (реаэрации) K_2 в зависимости от температуры и характера водоема

Характер водоема	Температура, $^\circ C$			
	10	15	20	25
Слабопроточные водоемы	—	0,110	0,15	—
Реки с малой скоростью течения	0,170	0,185	0,20	0,215
Реки с большой скоростью течения	0,425	0,460	0,50	0,540
Малые реки с большой скоростью течения	0,684	0,740	0,80	0,865

Таблица 5.2.6.

Значения константы потребления кислорода
в зависимости от температуры воды

T, °C	0	5	9	10	12	15	20
K_1	0,04	0,05	0,06	0,063	0,07	0,08	0,10
T, °C	22	24	25	26	28	29	—
K_1	0,11	0,12	0,126	0,13	0,14	0,15	—

Таблица 5.2.7.

Потребность в кислороде L_t для окисления
органических веществ через время после
начала биохимического процесса окисления

τ , сут	1	2	3	4	5	6	7	8
L_t	79,4	63,1	50,1	39,8	31,6	25,1	19,9	15,8
τ , сут	16	17	18	19	20	21	22	23
L_t	2,51	1,99	1,58	1,26	1	0,79	0,63	0,50
τ , сут	9	10	11	12	13	14	15	—
L_t	12,6	10	7,94	6,31	5,01	3,98	3,16	—
τ , сут	24	25	26	27	28	29	30	—
L_t	0,40	0,32	0,25	0,20	0,16	0,13	0,1	—

Таблица 5.2.8.

Сроки загнивания жидкости в зависимости
от стойкости

Срок загнива- ния, сут	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5
Стойкость, %	11	21	30	37	44
Срок загнива- ния, сут	8	9	10	11	12
Стойкость, %	84	87	90	92	94
Срок загнива- ния, сут	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0
Стойкость, %	50	60	68	75	80
Срок загни- вания, сут	13	14	16	18	20
Стойкость, %	95	96	97	98	99

Показатели стойкости сточных вод, поступающих
на очистные сооружения, составляют менее 10 %.
Сточные воды после биологической очистки имеют

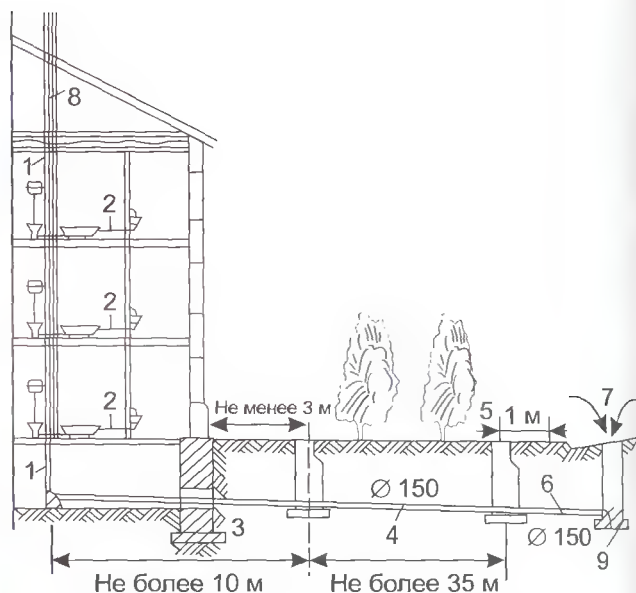


Рис. 5.2.2. Схема внутренней канализационной сети:

1 — канализационный стояк; 2 — отводные трубы; 3 — выпуск;
4 — дворовая сеть; 5 — контрольный колодец; 6 — соединительная
ветка; 7 — колодец на городском коллекторе; 8 — вытяжная труба;
9 — городской коллектор перед пределами квартала

стойкость 99 %. Остающаяся незначительная часть
органических веществ чрезвычайно медленно окисля-
ется (в сроки до 100 суток).

2.2. КАНАЛИЗАЦИЯ НАСЕЛЕННЫХ МЕСТ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Канализация состоит из: 1) внутренних домовых
канализационных устройств; 2) наружной канализа-
ционной сети; 3) насосных станций и напорных водо-
водов; 4) сооружений для очистки и утилизации сточ-
ных вод и 5) выпусков очищенной сточной воды
в водоем [1, 4, 29].

Внутренние канализационные устройства
предназначаются для приема сточных вод и отведе-
ния их за пределы здания. Эти устройства состоят из
приемников — санитарных приборов (унитазов, пис-
суаров, раковин, умывальников, моек, трапов, ванн
и пр.), из сети отводных труб, стояков и выпусков
до первого наружного канализационного колодца
(см. рис. 5.2.2) [4].

Каждый из приемников снабжается водяным за-
твором (сифоном), предохраняющим помещения от
попадания в них газов из канализационной сети. Не-
которые санитарные приборы (унитазы, трапы) имеют
гидравлические затворы в своих конструкциях. Стоя-
ки устанавливаются в отапливаемых помещениях,
проходят через чердачное помещение и выводятся
выше крыши. Они создают в канализационной сети
условия для обмена воздуха, т. е. вентилируют сеть.

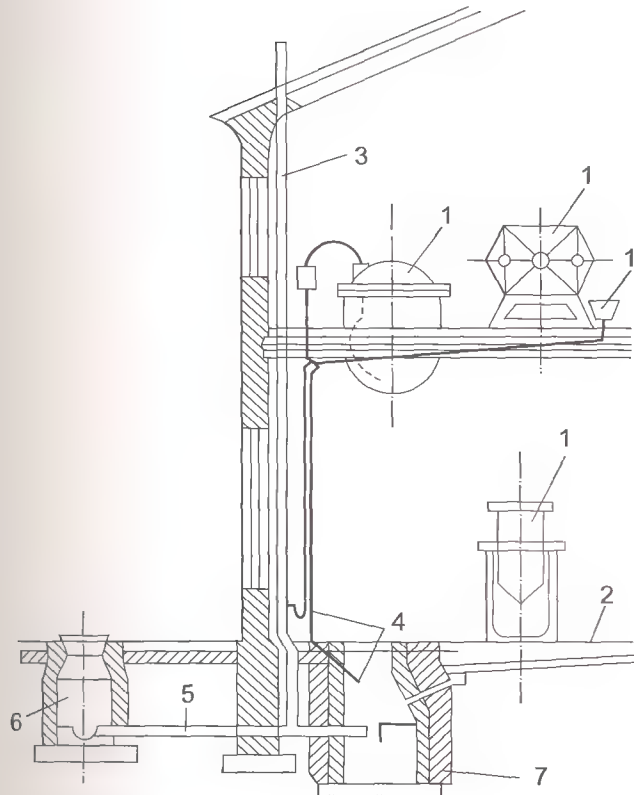


Рис. 5.2.3. Схема внутренней производственной канализации:

1 — производственные аппараты или машины; 2 — лоток; 3 — стояк; 4 — сифон; 5 — выпуск; 6 — смотровой колодец; 7 — отстойник

В производственных помещениях (см. рис. 5.2.3) приемниками сточных вод служат специальные воронки, трапы, лотки и т. д., располагаемые у производственных аппаратов и машин [12].

Наружной канализационной сетью называется разветвленная подземная сеть труб и каналов, отводящих сточные воды самотеком к насосной станции или к очистным сооружениям. В зависимости от назначения, места укладки и размеров наружную канализационную сеть называют **внутриквартальной**, **заводской** или **уличной**. Сеть, прокладываемая в пределах квартала и принимающая стоки от зданий в этом квартале, называется **внутриквартальной** (см. рис. 5.2.4). Сеть, принимающая сточные воды из внутриквартальных сетей, называется **уличной**. Внутриквартальные канализационные сети оканчиваются контрольным колодезем (КК), который располагают за красной линией застройки. Участок сети, соединяющий контрольный колодец с уличной сетью, называется **соединительной веткой**.

Часть канализуемой территории, ограниченная водоразделами, т. е. наивысшими по отметкам земными линиями, от которых рельеф местности понижается внутрь этой территории, носит название **бассейна канализования** (см. рис. 5.2.5). Такими бассейнами будут являться и те районы, которые имеют понижение рельефа к одной из своих границ (к реке, оврагу).

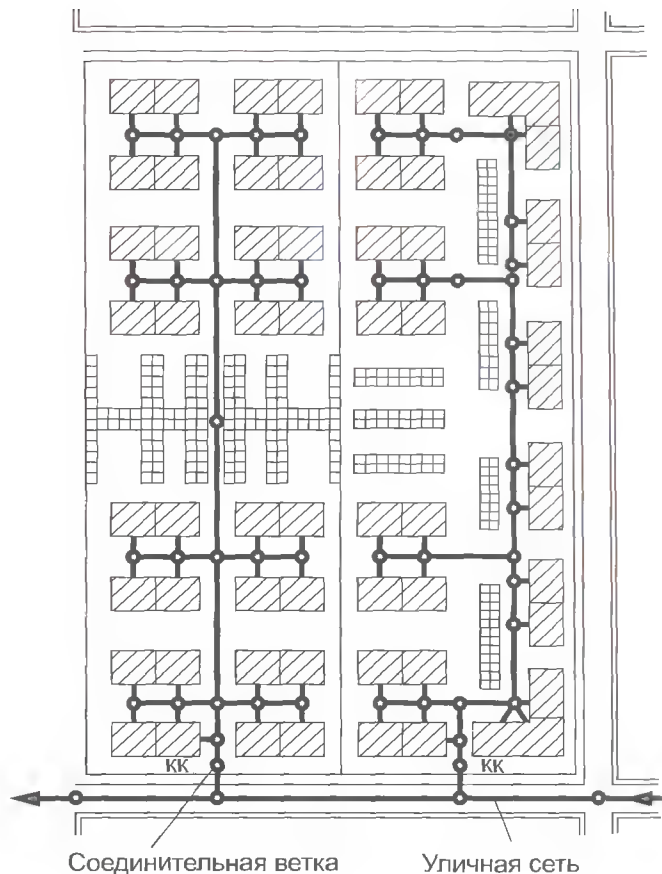


Рис. 5.2.4. Схема внутриквартальной канализационной сети

В пределах каждого бассейна уличная канализационная сеть объединяется одним или несколькими коллекторами, отводящими сточные воды за пределы бассейна.

Коллектором называется участок канализационной сети, принимающий сточные воды из двух или нескольких уличных линий или заводских сетей. Коллекторы подразделяются на: 1) **коллекторы бассейна канализования**, объединяющие канализационную сеть всего бассейна; 2) **главный коллектор**, объединяющий два или несколько коллекторов бассейнов канализования; 3) **загородные или отводные коллекторы**, не имеющие присоединений, отводящие сточные воды транзитом за пределы объекта канализования к насосным станциям и очистным сооружениям.

Крупные коллекторы называют иногда каналами.

Сточные воды, если позволяет рельеф местности, отводятся на очистные сооружения самотеком. Однако при больших заглублениях коллекторов, в пониженных местах устраиваются насосные станции (станции перекачки) для подъема сточных вод на более высокие отметки, откуда они самотеком поступают на очистные сооружения.

В зависимости от назначения станции подразделяются на: 1) **местные** — для перекачки сточных вод одного или нескольких отдельных объектов канализования; 2) **районные** — для передачи сточных вод

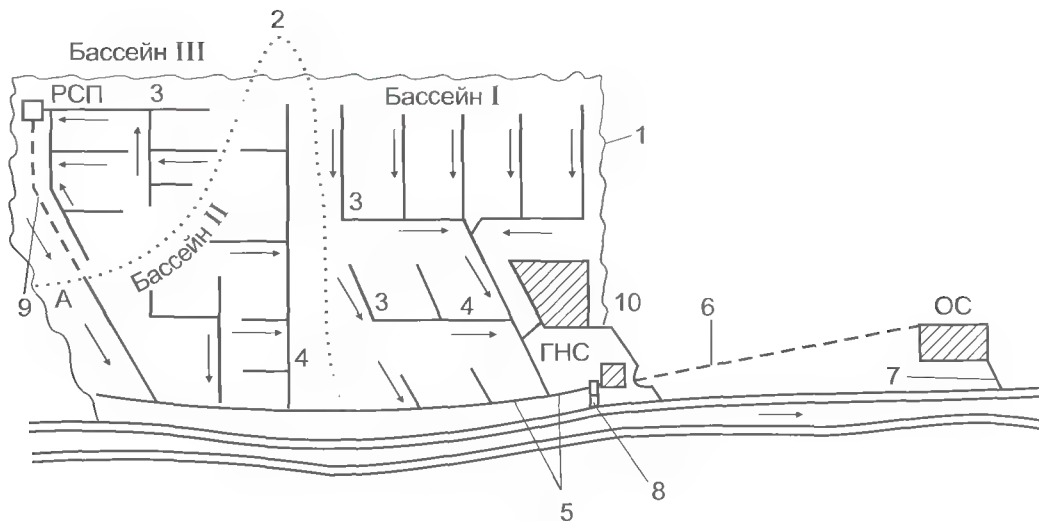


Рис. 5.2.5. Общая схема канализации населенного пункта:

1 — граница города; 2 — границы бассейнов канализования; 3 — уличная сеть; 4 — коллектор; 5 — главный коллектор; 6 — загородный коллектор; 7 — выпуск в водоем; 8 — аварийный выпуск; 9 — напорный водовод; 10 — промышленное предприятие; ГНС — главная насосная станция; РСП — районная станция перекачки; ОС — очистные сооружения

отдельных районов или бассейнов канализования; 3) главные — для перекачки сточных вод канализуемого населенного пункта или промышленного предприятия.

Участок канализационной сети от насосной станции до самотечного канала или очистных сооружений называется напорным водоводом.

Сооружения, предназначенные для очистки сточных вод, называются очистными. Канал, отводящий очищенные сточные воды от очистных сооружений в водоем, называется выпуском.

Канализационная сеть на территории промышленного предприятия мало отличается от сети населенного пункта. При разнообразном составе производственных сточных вод и различной степени их загрязненности может оказаться целесообразным устройство на территории промышленного предприятия нескольких канализационных сетей. Отдельные канализационные системы рекомендуется устраивать для сточных вод, содержащих ядовитые загрязнения, для кислых и щелочных стоков до их поступления на смешение и нейтрализацию.

2.3. КЛАССИФИКАЦИЯ СИСТЕМ И СХЕМЫ КАНАЛИЗАЦИИ

Различают следующие основные системы канализации: 1) раздельную (полную или неполную), 2) полураздельную, 3) общесплавную и 4) комбинированную.

Сеть, предназначенную для отведения атмосферных вод, называют водостоками, или сетью дождевой канализации, а сеть, предназначенную для отведения бытовых вод, — сетью бытовой канализации. Загряз-

ненные производственные воды отводятся в сеть бытовой канализации, если они не оказывают вреда на процессы очистки; в противном случае для отведения этих вод устраивают специальную сеть производственной канализации.

Полная раздельная система состоит из двух самостоятельных подземных сетей: бытовой и дождевой (см. рис. 5.2.6, а). При неполной раздельной системе атмосферные воды отводятся в водоем открытыми каналами, лотками, кюветами или канавами, а бытовые — по подземной сети.

Полураздельная система (см. рис. 5.2.6, б) состоит из двух сетей: одной — для отведения бытовых и производственных вод, другой — для отведения атмосферных вод, но главные, отводные коллекторы, устраиваются общими. При этом дождевая сеть соединяется с общим отводным коллектором через специальные разделительные камеры, в которых сток от дождей умеренной интенсивности направляется в общий отводной коллектор, а при сильных дождях часть дождевого стока сбрасывается в ближайший водоем. Таким образом, при этой системе канализования на очистку поступают все бытовые и производственные сточные воды, талые воды, полностью сток от умеренных дождей и частично сток при сильных дождях.

При общесплавной системе (см. рис. 5.2.6, г, д) все бытовые и дождевые воды отводятся по одной подземной сети на очистные сооружения для совместной очистки.

Для разгрузки общесплавной сети при сильных дождях на ней обычно устраиваются разделительные камеры-ливнеспуски, через которые в случае возникновения больших расходов часть бытовых, производственных и дождевых сточных вод сбрасывается в ближайший водоем.

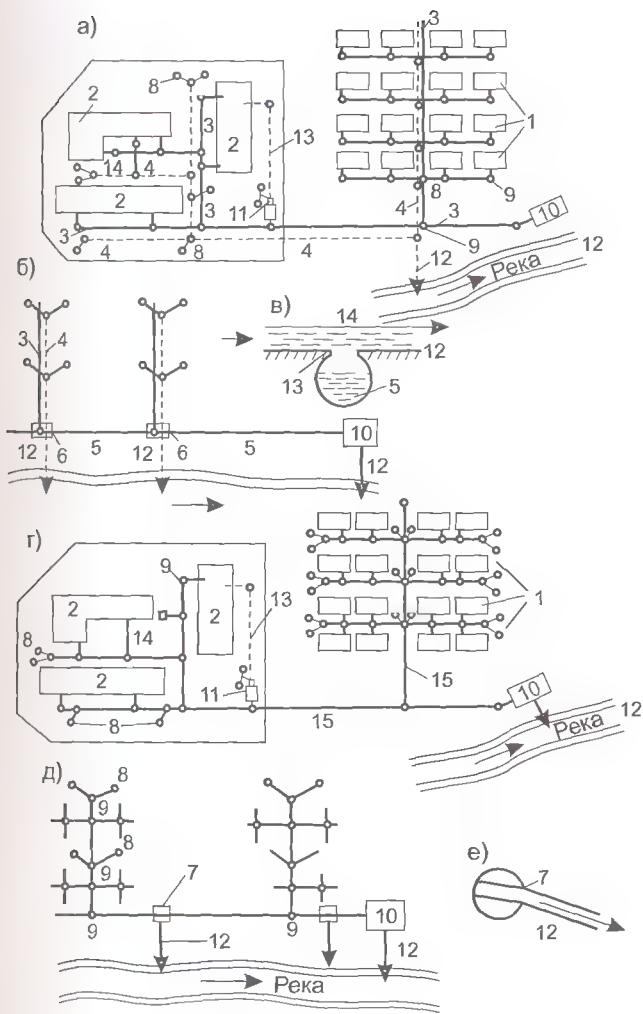


Рис. 5.2.6. Системы канализации:

а) — раздельная; б) — полураздельная; в) — схема соединительных камер; г) — общесплавная; д) — общесплавная с ливнеотводами; е) — схема ливнеотвода; 1 — жилые дома населенного пункта; 2 — цехи промышленного предприятия; 3 — бытовая сеть; 4 — ливневая сеть; 5 — сборный коллектор; 6 — соединительные камеры (интерцепторы); 7 — ливнеотводы; 8 — дождеприемники; 9 — колодцы; 10 — очистные сооружения; 11 — местная очистная установка; 12 — выпуск в водоем; 13 — загрязненные воды; 14 — условно чистые воды; 15 — общесплавная сеть

Одним из недостатков этой системы является то, что дождевые воды поступают в нее периодически в количестве, которое во много раз превышает приток бытовых и производственных вод. Это обстоятельство вызывает необходимость строить каналы большой площади сечения, по которым в сухую погоду протекает небольшое количество воды. Другим ее недостатком является эпизодический сброс в водоем некоторой части бытовых и производственных сточных вод без очистки. Протяженность общесплавной сети меньше сетей полной раздельной системы. Наибольшее применение в России имеет раздельная система канализации, которая позволила быстро улучшить санитарно-гигиенические условия на канализуемых территориях путем строительства, в первую очередь, лишь одной бытовой сети.

В крупных городах с районами, отличающимися по характеру застройки и рельефу местности, часто применяют комбинированную систему канализации.

Ту или иную систему канализации выбирают после технико-экономического сравнения вариантов с учетом мощности водоемов, количества сточных вод и требуемой степени их очистки.

Схемой канализации называют изображение на плане населенного места или промышленной площадки запроектированных для них канализационных сооружений (сетей, насосных и очистных станций). Схема канализации города, населенного пункта или промышленного предприятия зависит в основном от рельефа местности, грунтовых условий, места расположения очистных сооружений, принятого количества сетей. На схему промышленного предприятия влияют, кроме того, расположение цехов, насыщенность территории подземным хозяйством и внутризаводским транспортом. Обычно применяют следующие схемы канализования.

1. Перпендикулярную (см. рис. 5.2.7, а), при которой коллекторы отдельных бассейнов канализования, если нет обратных уклонов, трассируются по наискратчайшему направлению перпендикулярно водоему. Такая схема может применяться при отводе чистых вод. При необходимости очистки отводимых вод эту схему легко можно переделать на пересеченную.
2. Пересеченную (см. рис. 5.2.7, б), которая имеет широкое распространение, когда территория канализуемого объекта понижается в сторону водоема. Кроме того, она удобна при реконструкции старых систем канализации, выполненных по перпендикулярной схеме и сбрасывающих сточные воды в водоем без очистки. При этой схеме коллекторы бассейнов канализования, идущие к водоему, перехватываются главным коллектором, идущим к очистным сооружениям.
3. Веерную, или параллельную (см. рис. 5.2.7, в), при которой коллекторы бассейнов канализования направлены под углом или параллельно друг другу и по отношению к водоему и перехватываются главным коллектором, отводящим сточные воды на очистные сооружения. Эта схема может быть применена при очень крутых склонах к реке в целях уменьшения уклонов труб, а следовательно, и скорости движения воды в коллекторах.
4. Радиальную (см. рис. 5.2.7, г), которая может быть применена при отводе сточных вод отдельных районов самостоятельными системами и при разбросанных площадках очистных сооружений. Коллекторы бассейнов канализования имеют радиальное направление от центра населенного пункта к его периферии, каждый район города имеет независимую сеть с самостоятельным главным и отводным коллекторами и с отдельными очистными сооружениями. Эта схема удобна тем,

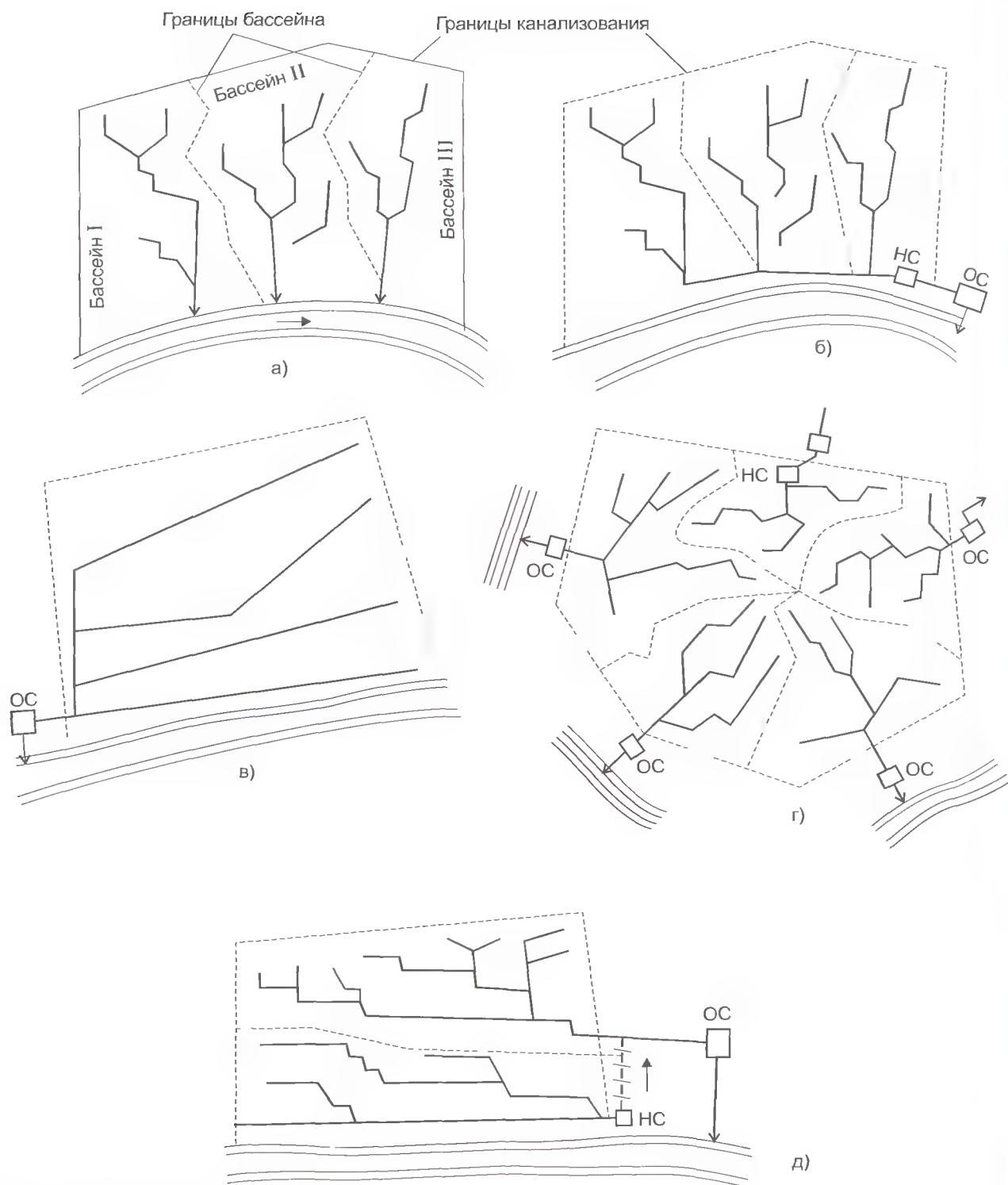


Рис. 5.2.7. Схемы канализационной сети:

а) — перпендикулярная; б) — пересеченная; в) — параллельная; г) — децентрализованная радиальная; д) — зонная; ОС — очистные сооружения; НС — насосная станция

что при расширении застройки города не требуется перестройки действующих коллекторов.

- Зонную, или поясную (см. рис. 5.2.7, д), применяемую при расположении объекта на территории с террасами или с холмистым рельефом. По этой схеме город разбивают на зоны (пояса) с самостоятельными сетями, и сточные воды нижней зоны перекачиваются в главный или отводной коллектор верхней зоны, идущий на очистные соору-

жения. От отдельных объектов сточные воды отводятся самотеком.

При решении схемы совместного канализования города или поселка и промышленного предприятия нужно учитывать взаимное расположение города или поселка и промышленного предприятия, рельеф местности, возможность и целесообразность совместной очистки сточных вод города или поселка и промышленного предприятия.

2.4. УСЛОВИЯ ПРИЕМА СТОЧНЫХ ВОД В КАНАЛИЗАЦИЮ

В целях обеспечения нормальной эксплуатации канализационных сетей различного назначения, а также предохранения их от преждевременного разрушения, от действия различных веществ, вредно влияющих на материал труб и колодцев, прием сточных вод в канализацию производится с соблюдением ряда требований.

Сточные воды в бытовую и производственную канализацию должны поступать через санитарные приборы, обязательно снабженные гидравлическими затворами, а в дождевую канализацию — через дождеприемники.

Производственные сточные воды в общесплавную и бытовую канализацию принимаются только в тех случаях, когда это не нарушает работы сети и очистных сооружений городской канализации. При наличии в производственных сточных водах минеральных загрязнений выпуск их в городскую сеть канализации нецелесообразен. Производственные сточные воды, сбрасываемые в городскую канализационную сеть и подвергающиеся очистке совместно с бытовыми, не должны содержать:

а) более 500 мг/л взвешенных примесей и всплывающих веществ минерального и органического происхождения, которые могут вызвать засорение сети;

б) большого количества кислот и щелочей, которые оказывают разрушающее коррозирующее действие на материал труб и сооружения городской канализации;

в) нефти, бензина, бензола, газолина, керосина, пары которых взрывоопасны;

г) вредных веществ в концентрациях, препятствующих биологической очистке.

Температура сточных вод не должна превышать +40 °С.

Сточные воды, не удовлетворяющие указанным выше требованиям, должны быть подготовлены к сбросу в городскую канализацию. Для этого они подвергаются предварительной местной очистке.

2.5. РАЗБИВКА ТЕРРИТОРИИ НА БАСЕЙНЫ И ТРАССИРОВКА КАНАЛИЗАЦИОННОЙ СЕТИ

Удельный вес стоимости канализационной сети в общей стоимости системы канализации, по имеющимся данным, составляет 60÷80 %. Поэтому вопросы рациональной трассировки и гидравлического расчета сетей являются одними из важнейших при проектировании и строительстве систем канализации, при выявлении резервов энергосбережения. По генеральному плану необходимо проанализировать структуру объ-

екта, бассейнов канализования, места расположения площадки очистных сооружений и выпуска сточных вод в водоемы, на специальные земельные участки, отводимые для полей орошения и фильтрации или для использования их в других целях.

Канализационные сети в основном должны быть самотечными. Только в особых случаях, связанных с рельефом местности, сточные воды должны перекачиваться. Перекачка сточных вод допускается и в других обоснованных случаях [4].

Границы бассейнов канализования определяются линиями водоразделов. При установлении границ бассейнов необходимо учитывать максимально возможную глубину заложения главного коллектора, обеспечение самотечного режима присоединяемых к нему участков сети и максимального охвата ими обслуживаемой территории бассейна.

Место расположения выпуска сточных вод и станции по их очистке должны быть согласованы с органами по регулированию использования и охране вод. Одновременно определяют и согласовывают необходимую степень очистки сточных вод.

Расположение очистных сооружений и место выпуска вод во всех случаях должны быть ниже по течению реки, чем канализуемый населенный пункт, и за пределами занимаемой им площади на строго установленном расстоянии. Трассировка сети зависит от расположения очистных сооружений и необходимости доставки сточных вод в основном самотеком, при незаиливающих скоростях (0,7÷1,15 м/с), наикратчайшим путем, с наименьшими по возможности заглублениями к главной насосной станции или к станции по их очистке.

Главная насосная станция перекачивает стоки на очистные сооружения или на поля орошения, если рельеф местности или заглубление главного коллектора не обеспечивают возможности поступления их для очистки самотеком.

При решении схемы канализации рекомендуется предусматривать возможность перепуска сточных вод из одной линии в другую, устройство выпусков для сброса сточных вод при аварии или ремонте сети в водостоки или водоемы. Места таких выпусков сточных вод и допустимость сброса должны быть согласованы с органами санитарного и рыбохозяйственного надзора.

Направление канализационных коллекторов должно быть намечено, кроме того, с учетом грунтовых условий, характера застройки кварталов (см. рис. 5.2.8), насыщенности трассы подземными коммуникациями и сооружениями, транспортного значения уличных магистралей, предполагаемого положения канализационных труб в поперечном профиле улиц, очередности строительства с наименьшими затратами на сооружение и эксплуатацию.

Для уменьшения глубины заложения и создания возможности использования уклона местности в некоторых случаях бывает целесообразно с технико-эко-

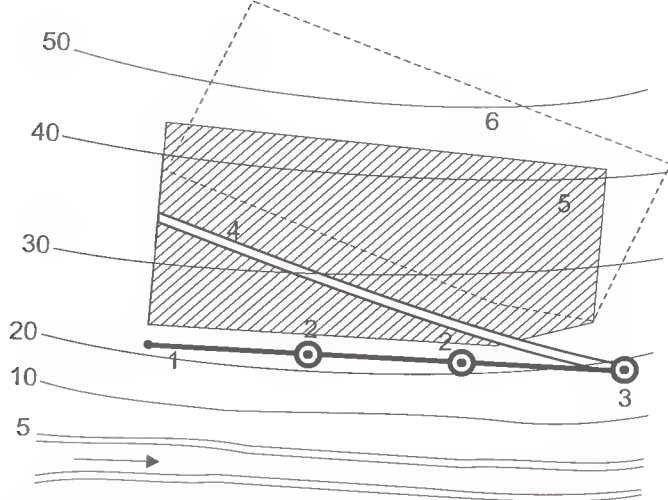


Рис. 5.2.8. Варианты расположения коллектора:

- 1 — расположение коллектора при первом варианте;
2 — канализационные насосные станции перекачки; 3 — главная канализационная насосная станция; 4 — расположение коллектора при втором варианте; 5 — первый вариант расположения кварталов; 6 — второй вариант расположения кварталов

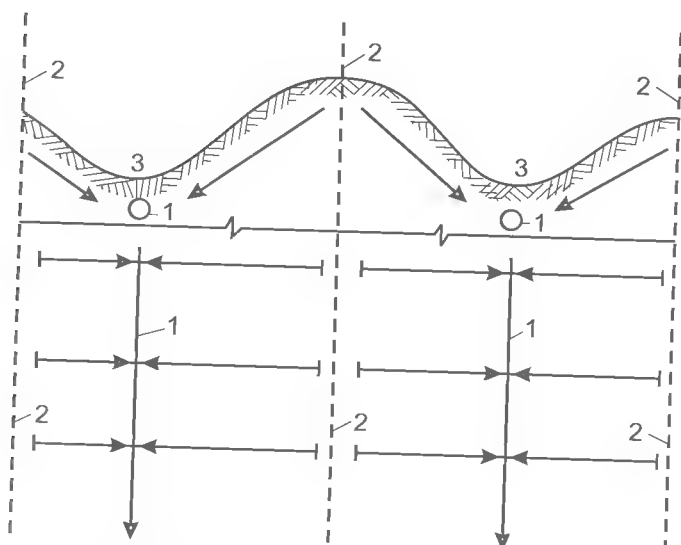


Рис. 5.2.9. Трассировка канализационного коллектора

номической точки зрения изменить расположение кварталов и направление улиц. Например, в соответствии с рис. 5.2.9 сначала намечается трасса главного коллектора, затем впадающих в него коллекторов бассейнов канализования и, наконец, уличных и внутриквартальных сетей. Уличные участки сети намечаются, главным образом, перпендикулярно горизонталям в направлениях их понижения.

Главный коллектор проектируется вдоль берега реки или по пониженным направлениям с учетом возможности присоединения концевых участков боковых коллекторов (см. рис. 5.2.10). При сложном рельефе местности или при значительной протяженности коллектора, прокладываемого по плоской местности, заглубление его может превысить 6÷8 м, что вызывает

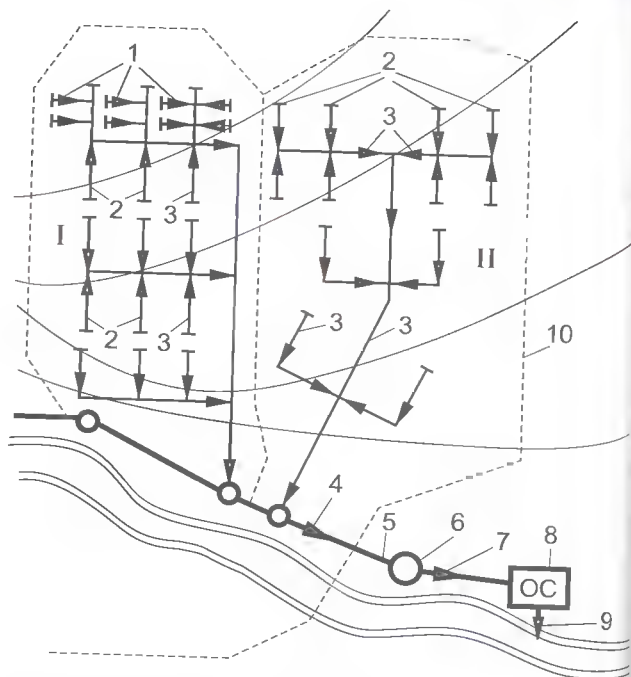


Рис. 5.2.10. Схема канализационной сети:

- 1 — внутриквартальная сеть; 2 — уличная сеть; 3 — коллекторы; 4 — главный коллектор; 5 — отводной коллектор; 6 — канализационная насосная станция; 7 — напорный коллектор; 8 — очистные сооружения; 9 — выпуск сточных вод; 10 — граница канализования; I и II — бассейны канализации

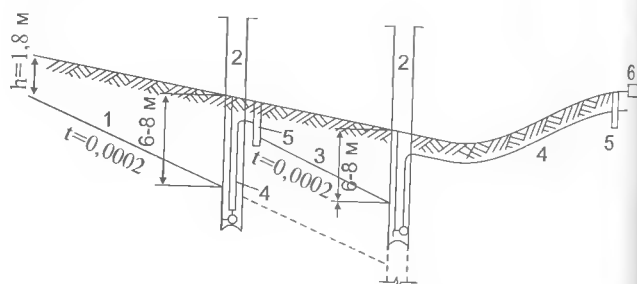


Рис. 5.2.11. Схематический профиль коллектора:

- 1 — самотечный коллектор; 2 — насосная станция перекачки; 3 — самотечный коллектор; 4 — напорный коллектор; 5 — водоотбойный колодец; 6 — очистные сооружения

необходимость в устройстве насосной станции перекачки (см. рис. 5.2.11).

Начертание уличных канализационных коллекторов для приема бытовых сточных вод от жилых кварталов может быть выполнено по схемам (см. рис. 5.2.12).

Объемлющая схема возникла в связи со сплошной застройкой участков квартала, характерной для капиталистического периода, с многими выпусками канализации из зданий, стоящих при такой застройке вдоль красной линии и разделенных только брандмауэрными стенами. Объемлющая схема уличных канализационных труб при больших глубинах заложения и слабом уклоне территории квартала (не более 0,005÷0,007) обеспечивает меньшие заглубления начальных точек уличной канализационной сети.

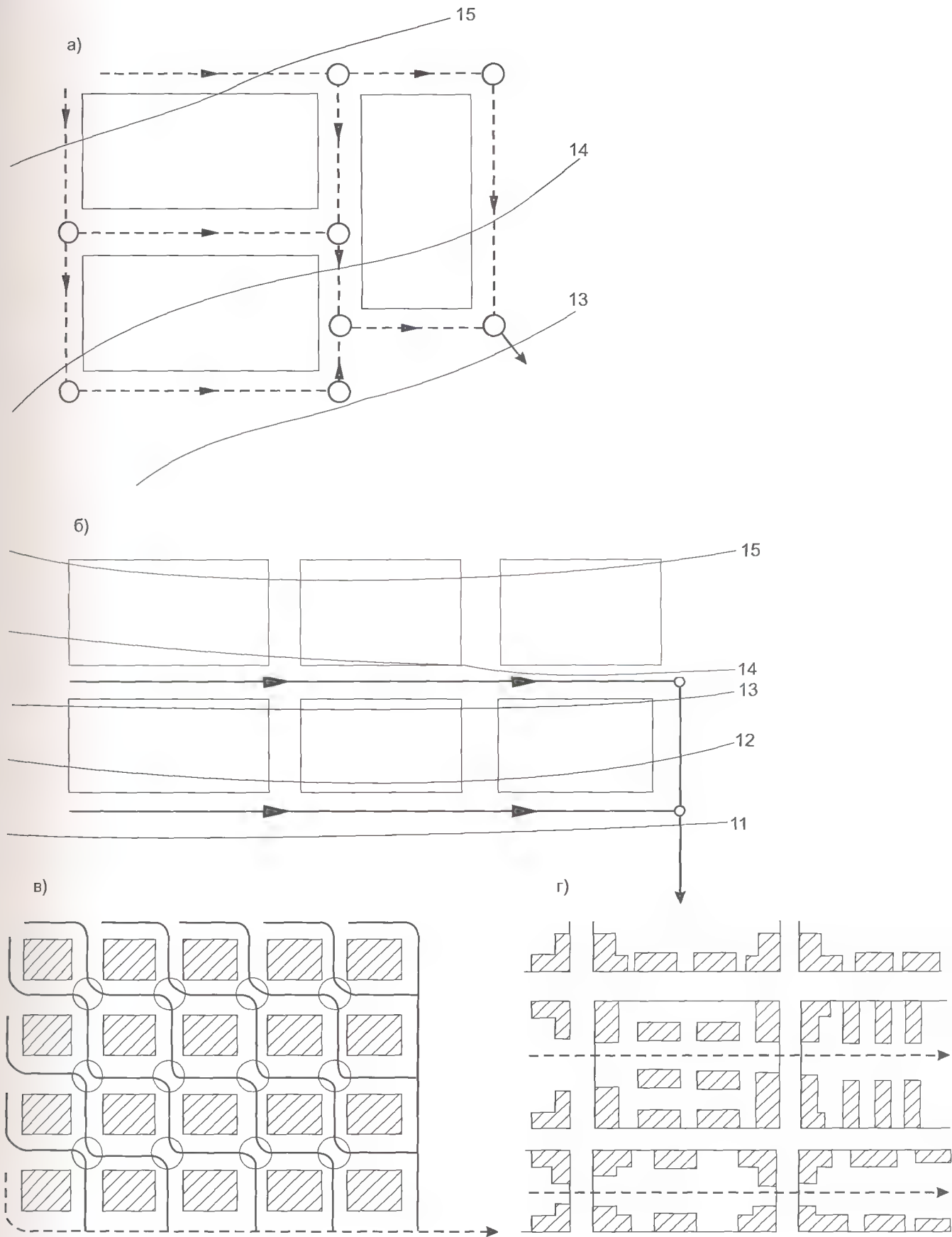


Рис. 5.2.12. Схемы уличных коллекторов:

а) — объемлющая; б) — по пониженной грани; в) — змейковая; г) — черезквартальная

Схема по пониженной грани стала широко применяться при такой застройке, когда здания располагаются в квартале с разрывами, обеспечивающими наилучшее расположение помещений относительно сторон света, хорошую освещаемость, сквозное проветривание, озеленение кварталов, пожарную безопасность. Такая схема дает возможность использовать уклон территории квартала для уменьшения начального заглубления уличной сети, а следовательно, и снижения общей стоимости канализации. Выбору такой схемы особенно благоприятствует ярко выраженное снижение площадки квартала к одной или двум сторонам квартала. В отдельных случаях при такой схеме увеличивается длина квартальной сети, но уменьшается длина уличной сети и глубина ее прокладки.

Змейковая схема прокладки уменьшает количество начальных участков, что дает возможность скорее сосредоточить в трубах большее количество воды; это ведет к меньшему загрязнению труб, а значит, и снижению эксплуатационных затрат. При такой схеме в колодцах на перекрестках кварталов проходят соприкасающиеся своими стенками коллекторы. В низовых частях в этих стенках можно установить шиберы, поднимающиеся и опускающиеся в пазах, что при необходимости дает возможность передавать сточные воды из одного коллектора в другой.

Возможность применения **черезквартальной** (рациональной) схемы обусловлена согласованием проектов планировки кварталов и расположения на них зданий с целесообразной трассировкой внутриквартальной сети. При такой схеме снижаются общая длина канализационной сети и ее заглубление.

Из рассмотрения всех описанных выше схем видно, что прокладка уличных коллекторов на объектах канализования может вестись по разным схемам в зависимости от местных условий, характера застройки и планировки кварталов.

Пример сравнения вариантов. При трассировании канализационных сетей в населенном пункте или на железнодорожной станции обычно намечается несколько вариантов. Они отличаются расположением уличных коллекторов или главного коллектора, местоположениями дюкера через реку и переходов через железные и автомобильные дороги, пунктами размещения насосных станций и очистных сооружений, а иногда также схемами и системой канализации и другими особенностями.

Например, на рис. 5.2.13 канализационная сеть запроектирована в населенном пункте с двумя бассейнами стока I и II и ярко выраженным водоразделом. Здесь могут быть два варианта решения схемы канализации. По первому варианту сточные воды бассейна по коллектору 6–10 попадают в районную насосную станцию РНС, а из нее по напорному водопроводу Л₁ перекачиваются через водораздел в точку 1 коллектора 1–5. Далее сточные воды поступают

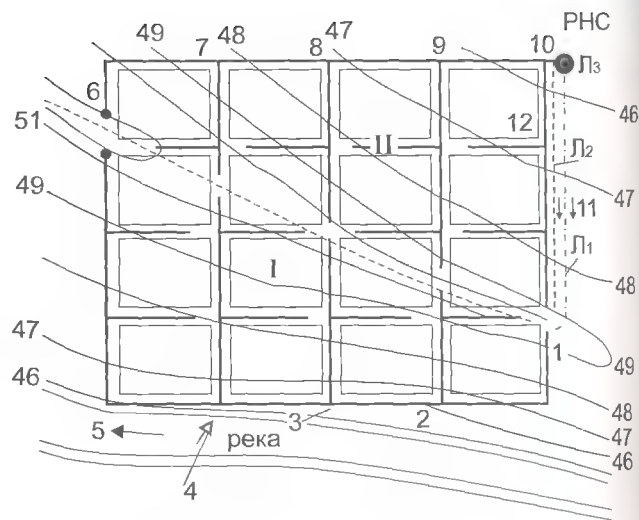


Рис. 5.2.13. Варианты трассировки канализационной сети в населенном пункте:

I, II — первый и второй бассейны стока; 1–5 и 6–10 — коллекторы; Л₁ — напорный водопровод; Л₂ — самотечный коллектор; Л₃ — самотечная линия; РНС — районная насосная станция; 46–51 — номера горизонталей — линий, каждая из которых проходит на одинаковой высоте относительно нулевой отметки на местности

на очистные сооружения. Во втором варианте вместо насосной станции и самотечной линии Л₃, направленной к точке 10, предполагается проложить самотечный коллектор Л₄ из точки 10 к точке 1 через водораздел на большой глубине. При этом не исключено рассмотрение в качестве одного из вариантов тоннельного способа прокладки этого коллектора.

Технико-экономическое сравнение вариантов осуществляется только после гидравлического расчета сети по каждому из них, т. е. после того как будут известны глубина заложения и диаметр труб, а также другие параметры. Часто варианты сравнивают по капитальным затратам, т. е. по строительной стоимости. При наличии хотя бы в одном из вариантов насосной станции учитывают расходы на эксплуатацию. Расходы на эксплуатацию канализационной сети в значительной степени зависят от глубины укладки коллекторов, их диаметра и длины, а также и от скорости течения сточных вод в них, поскольку эти факторы влияют на частоту и стоимость прочистки труб.

2.6. ГЛУБИНА ЗАЛОЖЕНИЯ КАНАЛИЗАЦИОННОЙ СЕТИ

Глубина заложения уличной канализационной сети должна обеспечивать прием сточных вод в любой точке канализуемой территории: от прилегающих кварталов; от присоединяемых к данному участку сети канализационных линий; от зданий специального назначения и промышленных предприятий, дающих сосредоточенные расходы сточных вод.

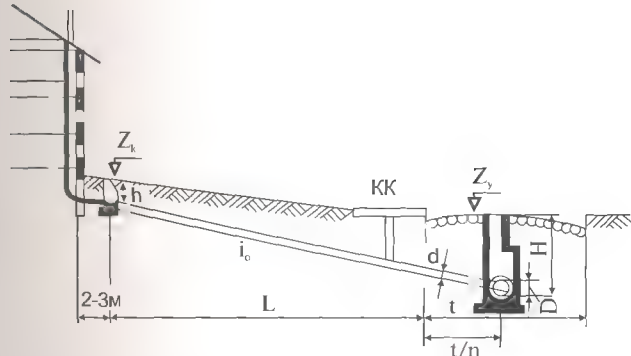


Рис. 5.2.14. Схема определения начальной глубины заложения уличной сети:

H — начальная глубина заложения уличной сети, м; h — начальная глубина заложения квартальной сети, м; L — длина внутриквартальной канализационной линии, м; t — ширина улицы; t/n — часть ширины улицы, по которой проходит внутриквартальная канализационная линия; Z_k — отметка земли колодца у здания; Z_y — отметка земли у колодца присоединения к уличной сети; i_0 — уклон внутриквартальной линии [0,007–0,01]; d — разница отметок лотков уличной и внутриквартальной сети (соединение по шельге); КК — контрольный колодец

Начальную глубину сети у зданий на территории квартала можно назначать меньше глубины промерзания грунта, учитывая, что температура бытовых сточных вод на выпусках из этих зданий составляет в среднем в зависимости от времени года 10–15 °С и может быть и выше. Сточные воды через стенки труб отдают тепло и грунт, протекая по внутриквартальной сети, и поступают в уличную сеть, лежащую ниже глубины промерзания, еще с положительной температурой. При отсутствии низкорасположенных (в подвальных помещениях) приемников сточных вод наименьшая глубина заложения лотка труб в пределах квартала может быть определена из выражения:

$$H_k = H_{\text{пром}} - (0,3 \div 0,5) \geq (0,7 + d) \approx 0,85,$$

где: H_k — наименьшая глубина заложения квартальной сети, м; $H_{\text{пром}}$ — глубина промерзания грунта, м; d — диаметр внутриквартальной трубы, мм.

Трубопроводы, заложенные на глубину менее 0,7 м, считая до шельги, должны быть предохранены от повреждения наземным транспортом и утеплены.

Начальная глубина заложения уличной сети, м (см. рис. 5.2.14 и 5.2.15), может определяться по формуле:

$$H = H_k + i_0(L + l/n) - (Z_k - Z_y) + \Delta,$$

где: d — диаметр внутриквартальной трубы, мм; Z_k и Z_y — отметки поверхности земли у здания и в точке присоединения внутриквартальной трубы к уличному коллектору; L — длина внутриквартальной линии канализации от наиболее удаленного от улицы колодца до красной линии квартала, м; t и t/n — ширина улицы и расстояние от красной линии до оси коллектора; i_0 — уклон внутриквартальной линии канализации; Δ — перепад между лотками внутриквартальной и уличной сети.

Ориентировочно для предварительных соображений начальная глубина заложения при благоприятных условиях рельефа может приниматься равной 1,5–2,0 м.

Пример.

Диаметры внутриквартальной и уличной трубы соответственно равны $d = 150$ мм и $D = 200$ мм. Уклон отводной внутриквартальной линии 0,007; $L = 200$ м; $l/n = 30/2$ м. Разность отметок ($Z_k - Z_y$) = 0,5 м. Перепад между лотками $\Delta = 0,2$ м.

Определить начальную минимальную глубину заложения уличного коллектора.

$$H = (0,7 + 0,15) + 0,007(200 + 30/2) - 0,5 + 0,2 = 0,85 + 1,505 - 0,5 + 0,2 = 2,055 \text{ м}$$

или примерно 2 м. При ($Z_k - Z_y$) = 1,0

$$H = 0,85 + 1,505 - 1,0 + 0,2 = 1,555 \text{ м}$$

или примерно 1,5 м.

Наибольшую глубину заложения труб при строительстве сетей открытым способом по практическим соображениям принимают для сухих грунтов не более 7–8 м, а для водонасыщенных — не более 5 м.

При технико-экономической целесообразности прокладка коллекторов больших диаметров (800 мм и более) может производиться и на больших глубинах тоннельным (щитовым) способом.

Прокладку канализационных линий бестраншейными способами следует применять при соответствующем технико-экономическом обосновании в следующих случаях: при самотечном отводе сточных вод из районов, расположенных за водоразделом основных районов канализования; при глубинах заложения более 7–8 м; при тяжелых для ведения работ в открытых траншеях гидрогеологических и геологических условиях; при насыщенности территории подземными, надземными сооружениями и коммуникациями, при пересечении железнодорожных и других путей, а также в стесненных условиях для производства работ на поверхности.

Расположение канализационных труб в поперечном сечении улиц города должно проектироваться с учетом наличия других подземных и надземных сооружений и коммуникаций и возможностей производства работ современными способами и рациональными механизмами.

Для реконструируемых систем предусматривают максимальное использование существующих трубопроводов.

Трассировку сети не рекомендуется производить в пределах проезжей части, в зонах зеленых насаждений. При соответствующем технико-экономическом обосновании допускается прокладка сети по двум сторонам проезда (см. рис. 5.2.16). Технико-экономическая целесообразность может быть определена по выражению В. В. Шестокоса:

$$s_1 + s_2 \leq \sum n l' s',$$

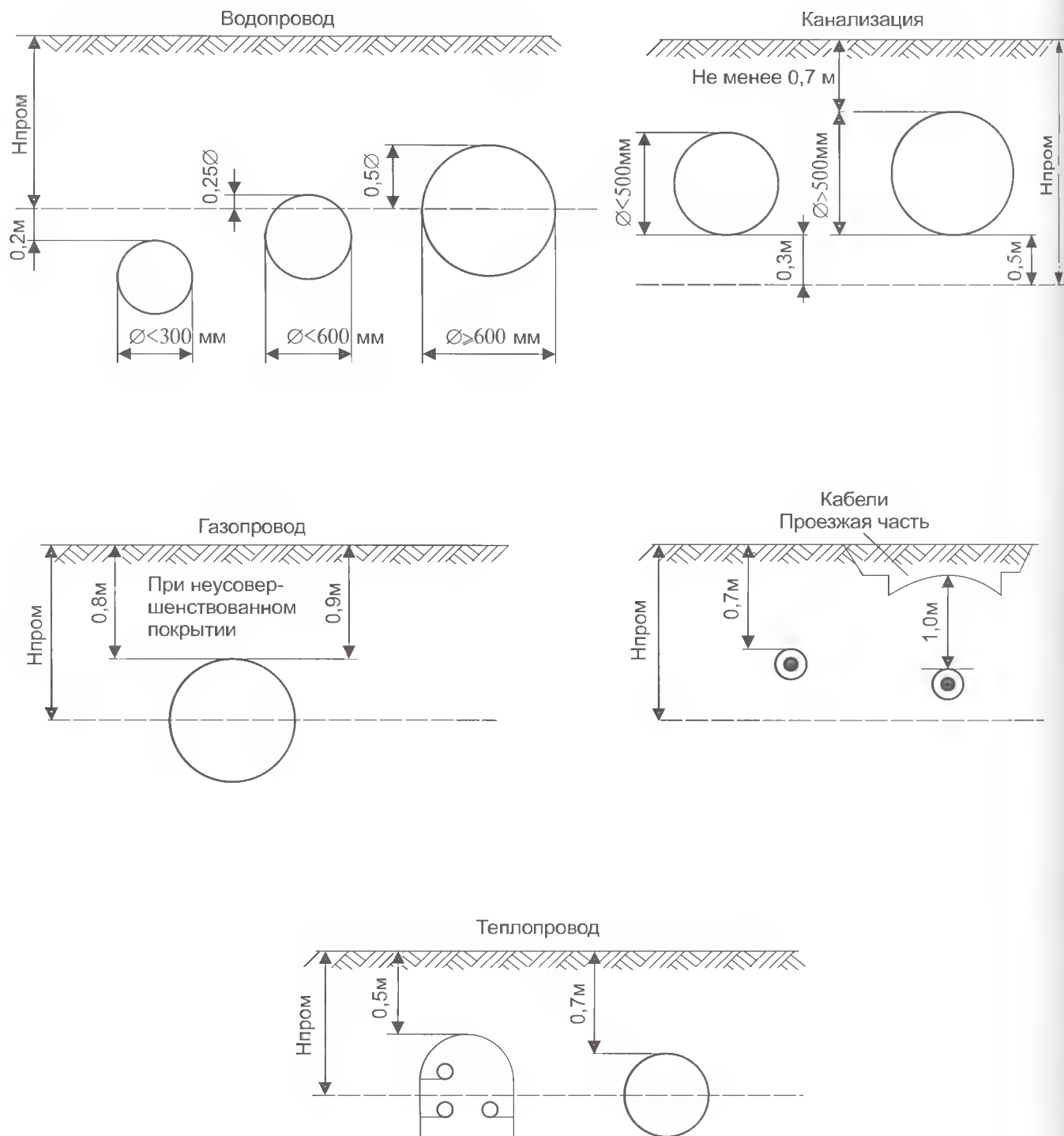


Рис. 5.2.15. Сравнительная глубина заложения уличных трубопроводов

где: s' — стоимость 1 км недублированного участка; s_1 и s_2 — стоимость дублированных участков; s — стоимость отрезков присоединений и выпусков, отпадающих при дублированной прокладке; где l' — их длина, n — число участков одинаковой длины и стоимости.

Явная технико-экономическая целесообразность одного из вариантов будет в том случае, если стоимость другого окажется выше на 20 %.

На пересечении с железнодорожными путями, трассами метрополитенов, вблизи уникальных зданий

и сооружений и в труднодоступных для ремонта участках предусматривают дублирующие линии с камерами для их связи. Расстояние в плане от зданий, сооружений, дорог и других сетей до канализации следует принимать по СНиП 2.04.01-85*. Например, до обреза фундамента зданий: самотечная линия — 3 м; напорная — 5 м; от оси ближайшего пути железной дороги — 4 м; от оси ближайшего трамвайного рельса — 1,5 м; до деревьев ценных пород — 1,5 м и т. д.

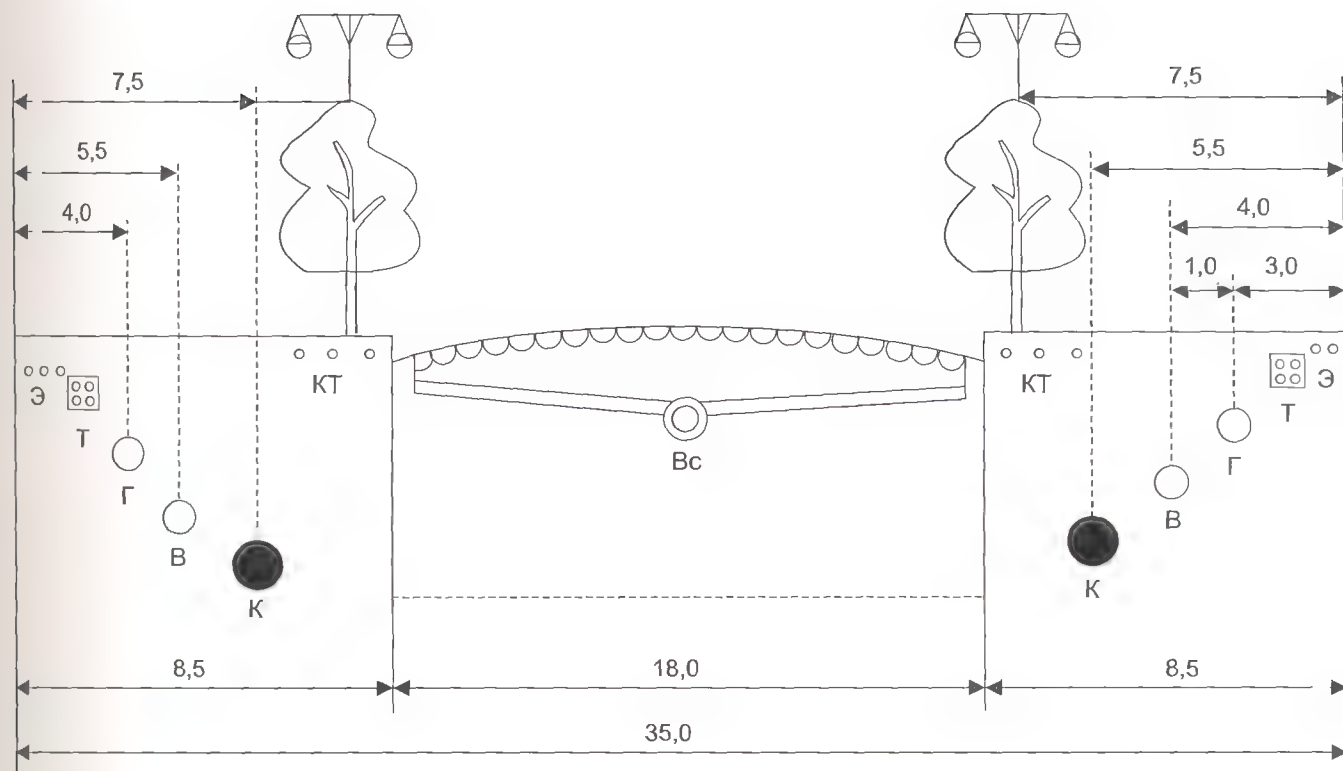


Рис. 5.2.16. Вариант размещения подземных сетей с двух сторон улицы:

К — канализация; В — водопровод; Г — газопровод низкого давления; Т — телефонный кабель; Э — электрокабель; КТ — кабель троллейбуса; Bc — водосток

Сети различного назначения желательно укладывать по возрастающей глубине, что упрощает прокладку вводов и устройство пересечений. При решении вопроса о расположении различных инженерных коммуникаций в поперечном сечении улиц необходимо рассмотреть варианты совмещенной прокладки их в одной траншее, а при соответствующих условиях — и в специальных тоннелях.

При составлении планов прокладки канализационных сетей, продольных профилей, поперечных разрезов и др. на стадии рабочих чертежей расстояния между канализационными трубами и другими коммуникациями, а также зданиями и сооружениями должны быть показаны на чертежах и соответствовать СНиП 2.04.01-85*.

2.7. ПРОДОЛЬНЫЙ ПРОФИЛЬ КАНАЛИЗАЦИОННОЙ СЕТИ

После того как намечены трассы канализационной линии и установлены расчетные расходы сточных вод для каждого расчетного участка, приступают к проектированию профиля канализационных линий. Оно заключается в определении высотного положения труб в зависимости от принятого уклона и диаметра. В зависимости от уклона поверхности земли

могут встретиться следующие случаи положения профиля проектируемого коллектора [4]:

а) уклон местности равен уклону проектируемого коллектора (см. рис. 5.2.17, а). В этом случае уклон коллектора принимают равным уклону местности;

б) уклон местности больше уклона проектируемого коллектора (см. рис. 5.2.17, б). Уклон коллектора при данном условии, а также его диаметр, наполнение и скорость находят по таблицам. Затем профиль коллектора наносят на профиль поверхности земли и продолжают до точки, в которой глубина заложения коллектора станет минимальной. В этой

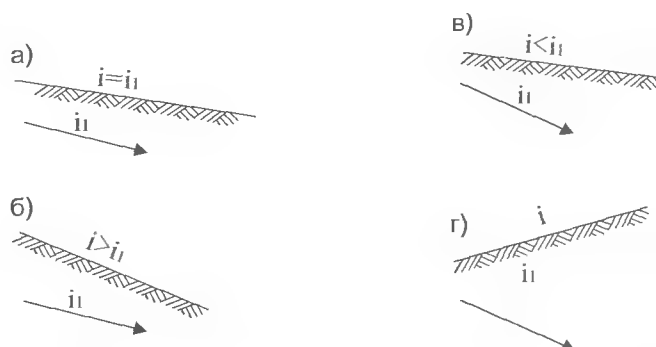


Рис. 5.2.17. Случаи положения профиля канализационной трубы

i — уклон местности; i_1 — уклон трубопровода коллектора

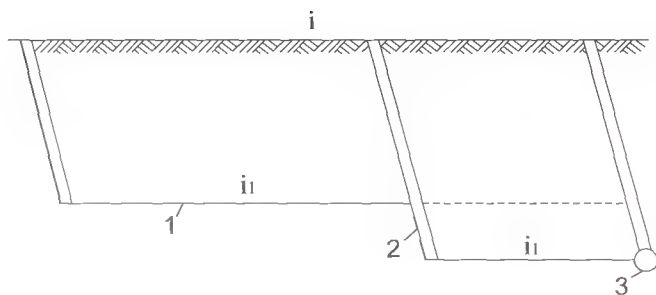


Рис. 5.2.18. Перепад на последнем пролете присоединяемой линии:

1 — присоединяемая линия; 2 — перепад; 3 — коллектор

точке устраивают перепад и продолжают профиль коллектора до точки, где будет изменение уклона поверхности земли;

в) уклон местности меньше уклона проектируемого коллектора (см. рис. 5.2.17, в). В этом случае по таблицам подбирают минимальный уклон для пропуска расчетного расхода, требуемого наполнения и скорости;

г) уклон местности имеет направление, обратное тому, которое придается проектируемому коллектору (см. рис. 5.2.17, г).

Нормально работающая канализационная сеть должна обеспечивать пропуск расчетного количества сточных вод без отложения осадков в трубах, при установленных нормами расчетных наполнениях и скоростях. Выполнение этих условий достигается правильным гидравлическим расчетом и проектированием сети при ее проектировании.

Профиль составляется с указанием отметок планировки, материала труб, расположения трассы, углов поворота, разрезов грунтов по скважинам (см. рис. 5.2.18). Вместо номеров расчетных точек указываются номера смотровых колодцев.

На профиле показывают расположение всех подземных сооружений, пересекающих трассу канализационной линии, и отметки их заложения.

Соединять трубы разных диаметров бытовой канализации следует в колодцах, как правило, по расчетному уровню, а в дождевой и общесплавной канализации — по шельгам труб. Дно лотка присоединяемой трубы всегда должно быть выше лотка отводящей трубы. Соединение труб в колодце по высоте принимают сообразно с отметками уровня воды в них. Нельзя допускать подпора в вышележащих участках сети.

Существуют два способа соединения труб по высоте: «по воде» или «по верху трубы» («шелыга в шелыгу»). В первом случае (см. рис. 5.2.20, а) поверхность зеркала воды в соединяемых трубах при расчетном наполнении должна быть на одном уровне. Во втором случае (см. рис. 5.2.20, б) верх трубы меньшего диаметра должен совпадать с шелыгой трубы нижележащего участка.

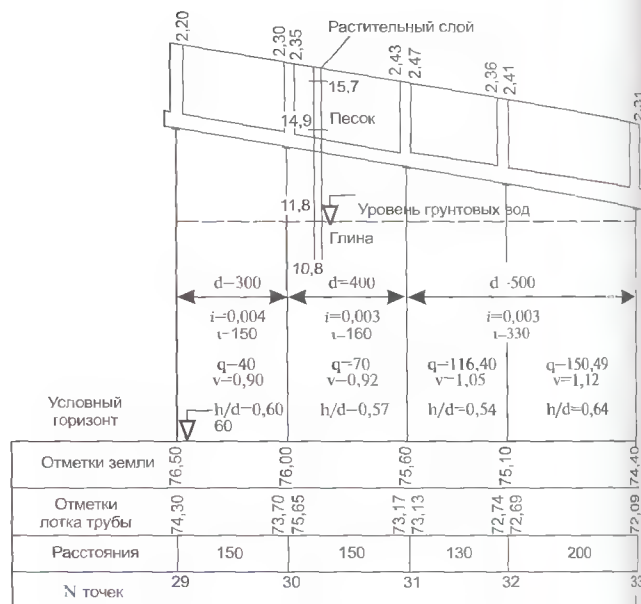


Рис. 5.2.19. Продольный профиль коллектора

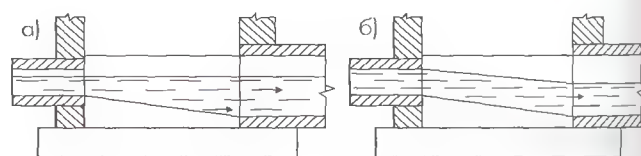


Рис. 5.2.20. Соединение труб в колодце

а) — по воде; б) — шелыга в шелыгу

Сопряжение труб и каналов в колодцах устраивают посредством открытых лотков, по плавным кривым. В местах присоединений к основной линии боковых притоков (самотечных или напорных) не должны иметь место подпоры потоком основной линии потоков боковых присоединений или наоборот. Расчетные скорости в боковых притоках не должны быть больше расчетных скоростей в основной линии. Наполнения присоединяющихся боковых притоков выравнивают по расчетному уровню воды.

Крутые повороты потоков в смотровых колодцах создают добавочные местные сопротивления и вызывают подпор в сети. Поэтому повороты под углом 90° в лотках колодцев допускаются только при трубах диаметром до 400 мм включительно. При трубах диаметром от 450 мм повороты допускается делать под углом не более 60° .

Если уклон трубопровода диаметром 250 мм и более резко увеличивается, то допускается переход с большего диаметра на меньший. Трубы бытовой канализации диаметром до 300 мм (или до 500 мм для дождевой или общесплавной канализации) не должны отличаться друг от друга более чем на два размера по сортаменту.

2.8. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАСЧЕТА КОЛЛЕКТОРА БЫТОВОЙ СЕТИ

Требуется определить расчетные расходы сточных вод для расчетных участков сети поселка и промышленного предприятия, указанных на рис. 5.2.21, при следующих условиях. Число жителей $N = 43\,200$ чел. Норма водоотведения на 1 человека — 200 л/сут. Промышленное предприятие с максимальным расходом 50 л/с присоединяется в виде сосредоточенного расхода.

После назначения диаметров и уклонов труб вычисляют «падение» трубы как произведение уклона на длину участка. Отметка дна трубы в конце участка 1–2 равняется отметке поверхности земли в начале этого участка минус глубина заложения трубы H . Отметка дна трубы в конце участка 1–2 равна отметке дна трубы в начале этого участка минус падение трубы. Тогда глубина заложения трубы в конце участка равна отметке поверхности земли в этой точке минус отметка дна трубы в конце участка.

Поскольку глубина потока воды h на участке 2–3 больше, чем на участке 1–2, то трубы соединяют по поверхности воды, т. е. отметка поверхности воды в начале участка 2–3 принимается одинаковой с отметкой поверхности воды в конце участка 1–2.

Средние глубины заложения труб вычисляются для облегчения экономических расчетов и составления сметы.

В точке 3 необходима проверка заглубления бокового притока. Если отметка поверхности воды из какого-либо из притоков окажется меньше отметки поверхности воды в соответствующей точке основного коллектора 1–7, то на коллекторе в этой точке делают перепад и отметку поверхности воды после перепада приравнивают к отметке поверхности воды в боковом присоединении.

После того как закончен расчет, составляют профиль коллектора [4].

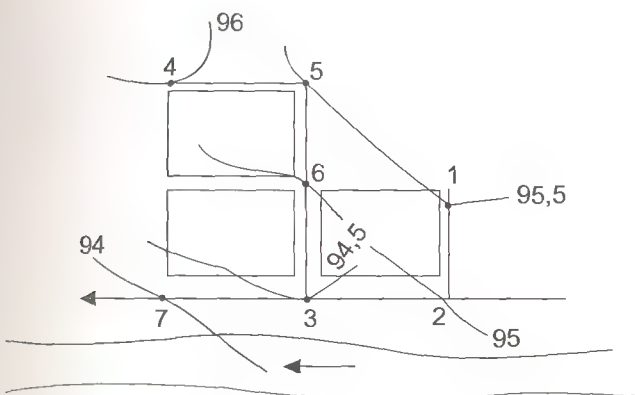


Рис. 5.2.21. План трассы

2.9. КАНАЛИЗАЦИОННЫЕ ТРУБЫ

Канализационные трубы и каналы должны иметь достаточную прочность, водонепроницаемость, неистираемость, стойкость, техническую гладкость, термостойкость, сборность, индустриальность, экономичность.

Материал труб выбирают с учетом назначения трубопроводов, состава и свойств сточных вод и комплекса местных условий.

Широкое применение получили трубы массового промышленного изготовления: керамические, бетонные, железобетонные с предварительно напряженной арматурой, из железобетонных блоков, асбоцементные. В отдельных случаях — деревянные, фанерные, стальные цельнотянутые и электросварные, стеклянные цельнотянутые из безборного малощелочного стекла. В последние тридцать лет все большее распространение получают трубы из полимерных материалов (см. п. 1.4.3).

Указанные материалы пригодны для отвода бытовых и производственных сточных вод нейтральных ($pH = 7$) и слабощелочных ($pH = 8:10$). При слабокислотных стоках ($pH = 5:6$) допускается применение керамических и асбоцементных безнапорных труб (ГОСТ 286–82, ГОСТ 1839–80). Для средне- и сильнокислотных стоков ($pH = 5:3$ и $pH = 3:2$) — кислотоупорные керамические, фаолитовые, винилпластовые, стеклянные; при $pH = 4–10$ и температуре стоков до $60\,^{\circ}\text{C}$ возможно применение фанерных труб.

Для увеличения сопротивляемости железобетонных труб (ГОСТ 6482–88) агрессивному воздействию грунтовых и сточных вод используют пуццолановый цемент с гидравлическими добавками и наружной гидроизоляцией (два слоя торкретбетона с нанесением обмазки) и внутренним защитным слоем.

Устанавливая степень агрессивности сточных вод, надо учитывать их температуру и скорость движения, так как с увеличением скорости усиливается коррозирующее действие, особенно при образовании растворимых солей.

Для напорных канализационных трубопроводов применяются чугунные, стальные, железобетонные, асбоцементные трубы. Кроме того, чугунные трубы прокладывают при устройстве дюкеров за перемычками, для самотечных линий под железными и автомобильными дорогами, под зданиями, насыпями и в других случаях, когда имеют место большие внешние нагрузки. Они используются также в районах оползней и в зонах санитарной охраны.

Стальные цельнотянутые, электросварные, горячекатаные трубы применяются для дюкеров и затопленных канализационных выпусков, прокладываемых способами свободного погружения, опусканием с опор, со льда, протаскиванием. Такие трубы находят применение также в районах с сейсмичностью выше

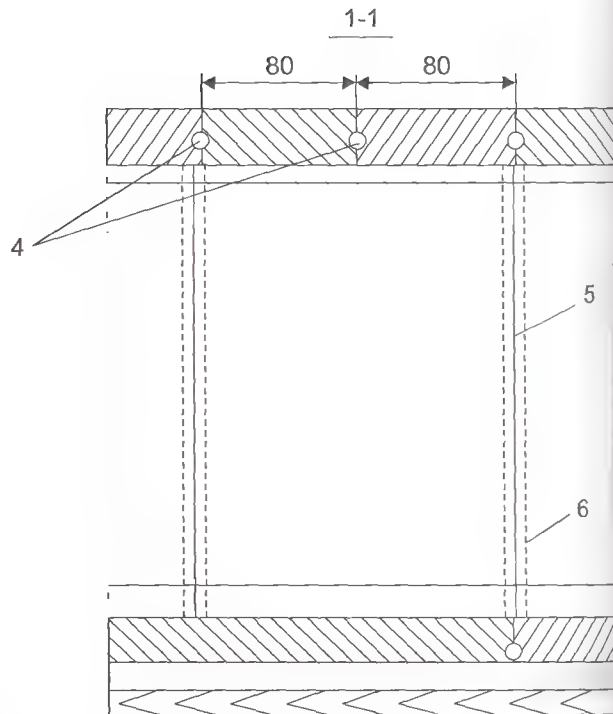
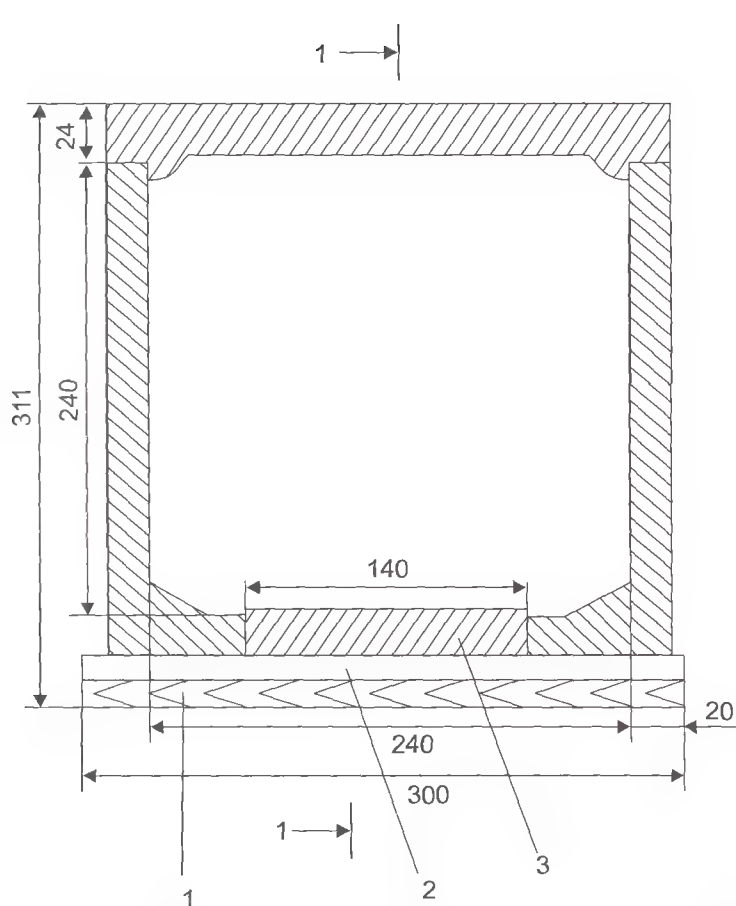


Рис. 5.2.22. Коллектор из ребристых железобетонных блоков 240 × 240 мм:

1 — щебеночная подготовка; 2 — бетонная подготовка; 3 — монолитная вставка; 4 — заполнение раствором цемента; 5 — температурно-осадочный шов; 6 — заполнение асфальтом

7 баллов и в других случаях прокладки трубопроводов ответственного назначения. При этом стальные трубы должны быть изолированы.

Материалами для каналов и коллекторов больших сечений служат железобетонные блоки заводского изготовления, кирпич повышенного качества и прочности. Для частей каналов и коллекторов, подверженных трению со стороны твердых примесей, находящихся в сточных водах, особенно при больших скоростях движения стоков, т. е., главным образом, лотков, применяется тесовый камень (например, диабаз и др.).

2.10. МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ УСТРОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ И КАНАЛОВ

При строительстве канализационных систем для объектов, сбрасывающих большое количество сточных вод, оказывается необходимым применять коллекторы или каналы значительных площадей поперечных сечений. Схемы таких коллекторов и каналов см. на рис. 5.2.22 и 5.2.23.

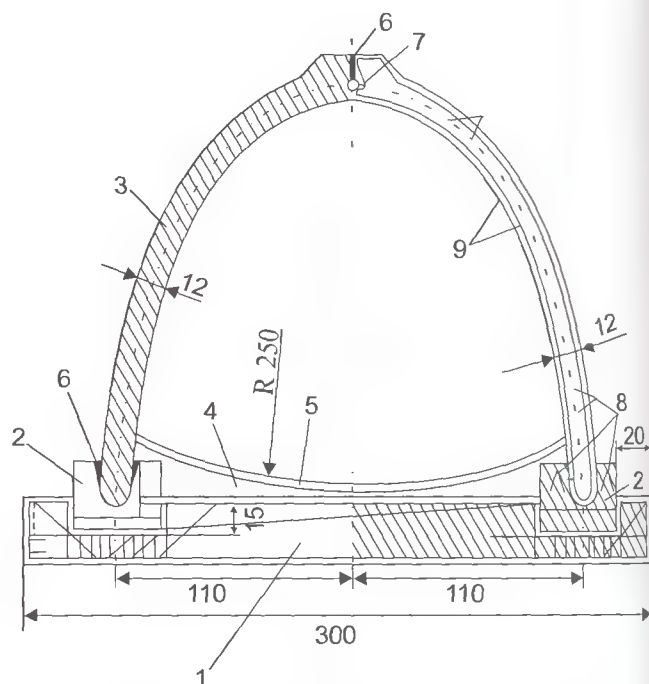


Рис. 5.2.23. Железобетонный канал полуэллиптического сечения из сборных блоков:

1 — основание из блоков или набивное; 2 — блоки-вкладыши; 3 — блоки боковые; 4 — бетон; 5 — цементная штукатурка; 6 — заливка битумная; 7 — шарнирное соединение — заполненная бетоном газовая труба; 8 — ушки для подъема; 9 — арматура

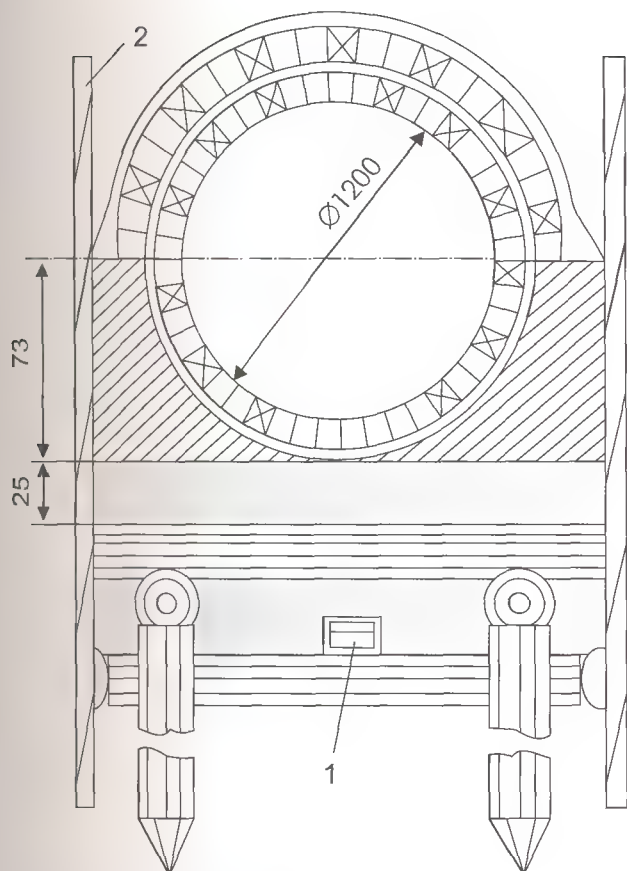


Рис. 5.2.24. Кирпичный канал:

1 — дренаж; 2 — шпунт

В начальные периоды строительства канализационных сетей канализационные каналы выполнялись из бутовой, тесовой и кирпичной кладки. Однако в настоящее время первые два материал в основном не

находят применения. При сооружении крупных коллекторов в открытых траншеях получила распространение сборная конструкция из ребристых железобетонных блоков [4].

Применяют и другие конструкции сборных коллекторов. Одна из них, например, — железобетонный канал полуэллиптического сечения, состоящий из блоков, образующих параболический свод, двух вкладышей, служащих опорами свода, и плиты основания, которое может быть выполнено на месте.

Другая разновидность — блок рамной конструкции с шарнирными опорами, служащий верхней частью канала, который устанавливается в пазы второго блока — днища.

Предложена также оригинальная конструкция прямоугольного коллектора, боковые стенки которого служат одновременно заменой шпунта в случаях необходимости его применения в водонасыщенных грунтах. Применяются кирпичные каналы.

Для круглых коллекторов глубокого заложения, сооружаемых способом щитовой проходки, используются железобетонные и керамические блоки, имеющие трапецидальную, прямоугольную, сотовую и фигурную формы. В особых случаях из унифицированных Г-образных блоков могут быть смонтированы трехсекционные каналы-галереи.

2.11. КОЛОДЦЫ И КАМЕРЫ

На канализационных сетях устанавливают колодцы и камеры. По своему назначению колодцы могут быть: смотровыми (см. рис. 5.2.25–5.2.27), в том числе — линейными, поворотными и узловыми; промывными

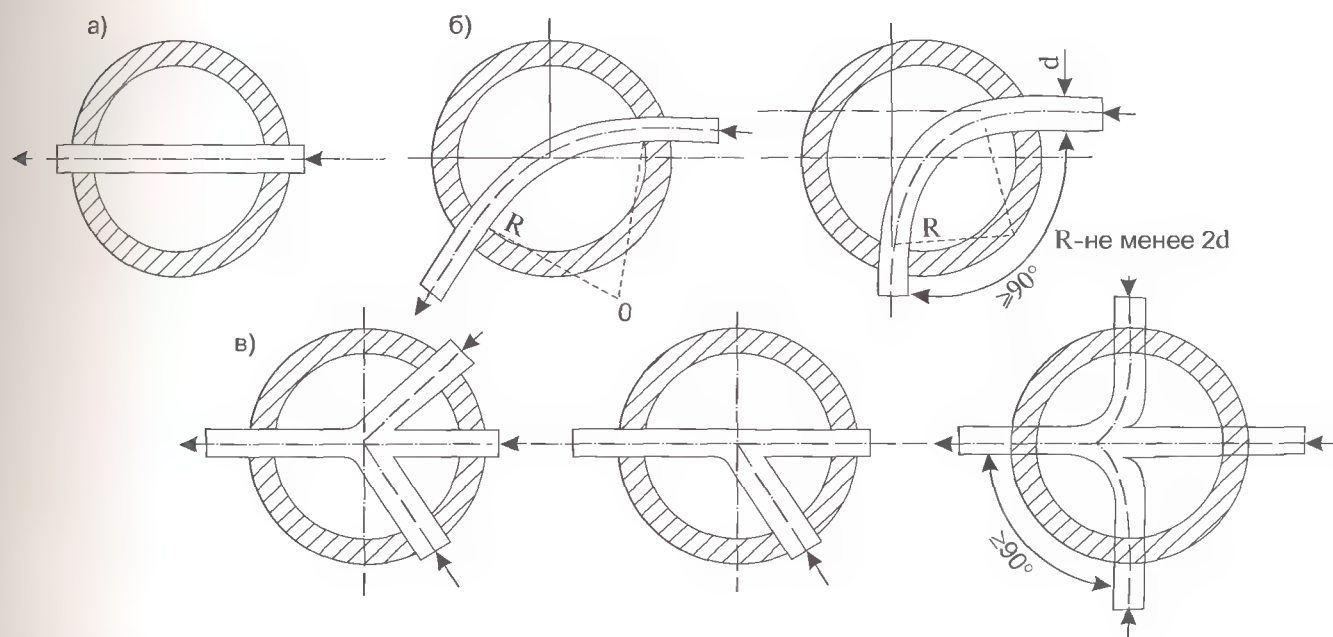
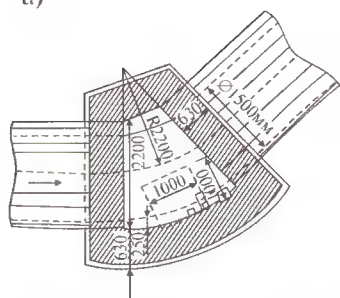


Рис. 5.2.25. Смотровые колодцы на трубопроводах:

а) — линейный; б) — поворотные; в) — узловые

a)



6)

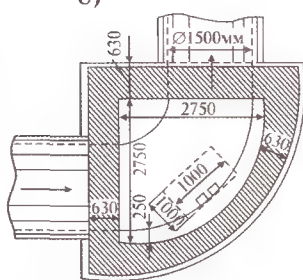


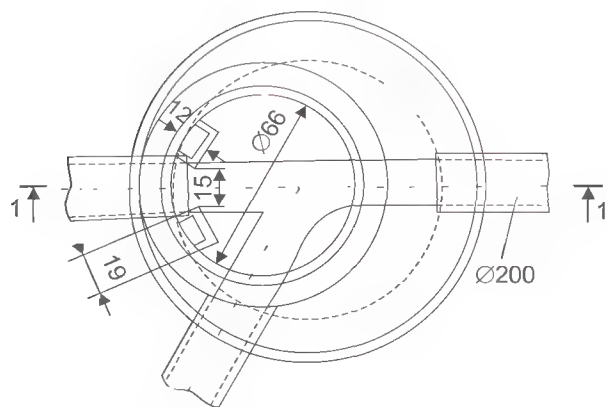
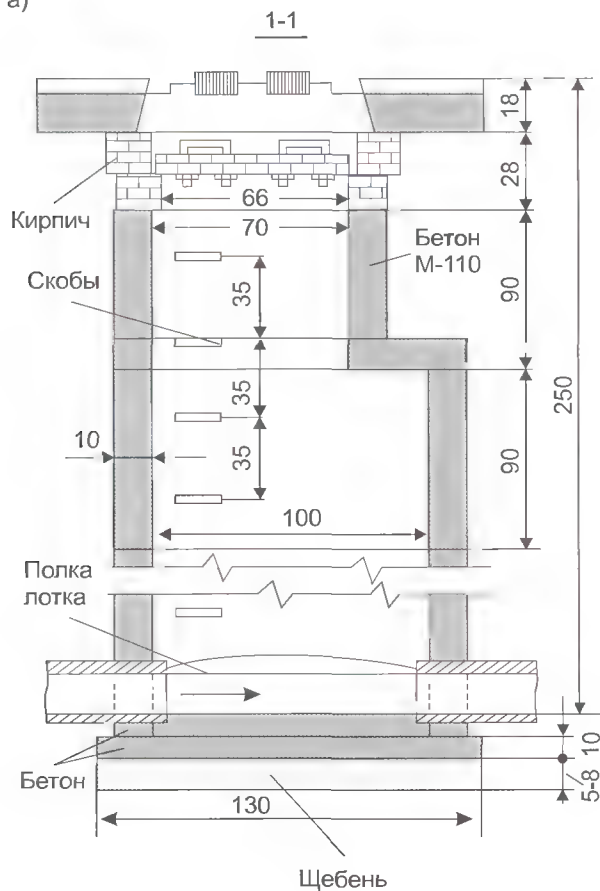
Рис. 5.2.26. Поворотный колодец на канале:

а) — под углом 135° ; б) — под углом 90°

(см. рис. 5.2.28) и перепадными (см. 5.2.29). Они устанавливаются в местах изменения диаметров, уклонов, направления; в местах присоединения притоков; в случаях необходимости устройства перепадов. На прямых участках при диаметре труб от 150 до 600 мм колодцы устраиваются не более чем через 50 м, при диаметре от 600 до 1400 мм — не более чем через 75 м, при диаметре более чем 1400 мм — через 150 м.

В начальных участках сети при слабых наполнениях труб, не обеспечивающих незаиливающих скоростей движения сточных вод (нерасчетные участки), устанавливаются промывные колодцы. Такие колодцы

a)



6)

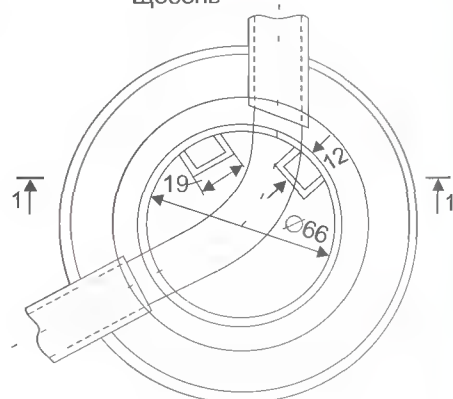
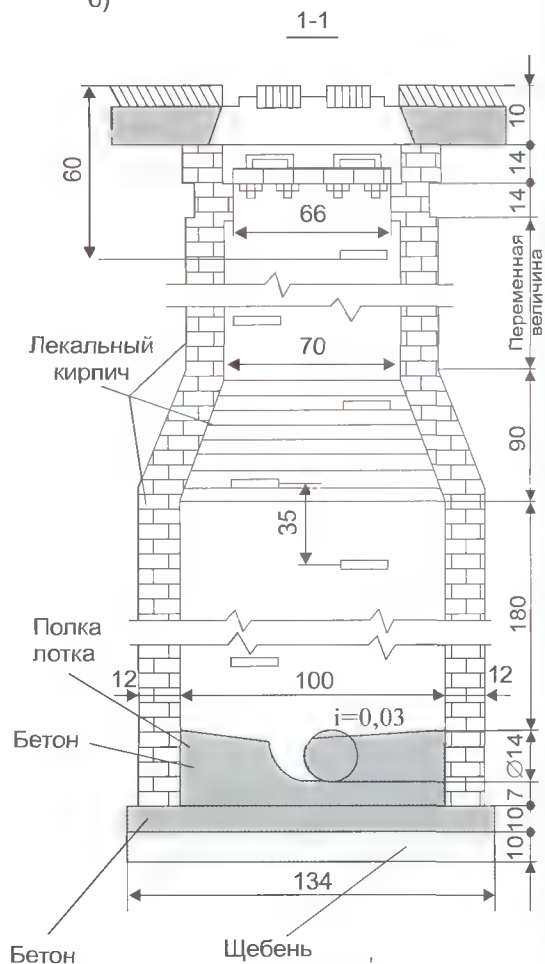


Рис. 5.2.27. Смотровые колодцы:

а) — бетонный; б) — кирпичный

трубопроводов диаметром 600 мм и более на расстояниях через 300:500 м, должны быть достаточными для опускания в них приборов, служащих для очистки коллекторов.

Повороты в колодцах и камерах любой формы в плане должны осуществляться по плавным кривым радиусом не менее трех диаметров трубы наибольшего размера и как исключение, при стесненных условиях, — не менее двух диаметров.

2.12. ВЕНТИЛЯЦИЯ СЕТИ. ИНФИЛЬТРАЦИЯ И ЭКСФИЛЬТРАЦИЯ

В надводной части труб канализационной сети скапливаются выделяющиеся из сточных вод газы (сероводород, углекислый газ и др.), которые, с одной стороны, приводят к возникновению газовой коррозии материала труб и стыков и, с другой стороны, загрязняют воздух в сети. Выделяющиеся из сточных вод пары бензина в смеси с азотом воздуха дают взрывчатую смесь.

Для удаления испорченного воздуха из канализационной сети устраивают приточно-вытяжную вентиляцию. Смена воздуха и удаление газов происходят за счет разности давлений теплого (внутри дома) и холодного (наружного) воздуха.

Теплый воздух уходит через выводные вентиляционные стояки зданий, а свежий воздух поступает через неплотности соединений люков смотровых колодцев или через специально устраиваемые приточные тумбы, располагать которые следует у перепадных колодцев и на участках коллекторов с глубоким заложением от поверхности земли. Особое значение вентиляционные тумбы имеют в условиях жаркого климата.

Для естественной вытяжной вентиляции наружных производственных сетей, отводящих сточные воды, в которых содержатся летучие токсичные и взрывоопасные вещества, у каждого выпуска из здания должны проектироваться вытяжные стояки диаметром не менее 200 мм, размещаемые в отапливаемой части здания.

Для выпусков следует предусматривать сообщение с наружной камерой с помощью гидрозатвора и вывод стояка выше конька крыши не менее чем на 0,7 м. На участках сети, не имеющих выпусков, вытяжные стояки устраиваются не реже чем через 250 м. При отсутствии зданий устраиваются специальные стояки диаметром 300 мм, высотой не менее 5 м.

При устройстве канализационной сети всегда нужно иметь в виду инфильтрацию и эксфильтрацию воды через стыки и стенки труб, а инфильтрацию, кроме того, и через стенки колодцев. Проникновение грунтовых вод в трубы канализационной сети через

стыки и стенки называется инфильтрацией, обратное же явление, т. е. проникновение сточных вод из труб в грунт, называется эксфильтрацией. Инфильтрация происходит при укладке труб ниже уровня грунтовых вод, эксфильтрация — при укладке труб выше уровня грунтовых вод.

При инфильтрации сеть может превратиться в дренажную, т. к. большое количество грунтовых вод попадет в трубы. Это явление потребует увеличения мощности насосов и расхода электроэнергии для перекачки сточных вод. Осложнится также работа очистных сооружений в связи с увеличением притока сточных вод и понижением их температуры.

Допускается суточная инфильтрация на 1 км канализационной сети по техническим условиям для внутриквартальной из труб диаметром 125÷150 мм — 10 м³, для уличной сети всех диаметров: из керамических труб — 30 м³, из бетонных и железобетонных труб — 40 м³, из кирпичных каналов — 10 м³. Эти нормы действительны при среднем напоре грунтовых вод до 4 м, считая от лотка трубы до уровня этих вод.

Эксфильтрация недопустима с санитарной точки зрения, т. к. она ведет к загрязнению почвы и грунтовых вод.

2.13. ПЕРЕХОДЫ ПОД ЖЕЛЕЗНЫМИ ДОРОГАМИ И ПЕРЕСЕЧЕНИЯ С ПОДЗЕМНЫМИ СООРУЖЕНИЯМИ. ЭСТАКАДЫ

Если трасса канализационной сети пересекает водоемы, овраги, подземные коммуникации, железные и автомобильные дороги I и II категории, то в зависимости от местных условий устраиваются дюкеры или эстакады. При пересечении рек — дюкеры [1, 4, 29].

Дюкеры состоят из подводного участка (прямого) трубопроводов, труб, укладываемых с обеих его сторон с подъемом к берегам, и входной (верхней) и выходной (нижней) камер. В верхней камере или в ближайшем колодце перед ней по согласованию с санитарным надзором предусматривается аварийный выпуск.

Переходы канализационных труб через железные и автомобильные дороги могут проектироваться под дорогами, по эстакадам и путепроводам. Если на трассе уже существуют такие сооружения, следует рассмотреть возможность и целесообразность использования их для прокладки трубопроводов.

Под магистральными железнодорожными путями нормальной колеи (1524 мм) на перегонах и автомобильными дорогами I и II категорий трубопроводы проектируют в футлярах, в проходных или непроходных туннелях. Под станционными путями железных дорог и под подъездными и внутризаводскими путями можно проектировать переходы без футляров или

туннелей: безнапорные линии — из чугунных или железобетонных труб и напорные — из стальных.

В случае пересечения канализационным коллектором стенок тоннелей, камер, подвалов и т. п. он заключается в футляр, концы которого выводятся на 0,2 м от наружной плоскости таких стенок. Расстояние по вертикали между канализационной трубой и пересекаемыми другими коммуникациями в тоннеле — не менее 0,15 м.

В практике строительства канализаций встречается необходимость пересекать суходолы, овраги и т. п. В этих случаях могут быть применены эстакады. Предназначенные только для прокладки трубопроводов, они могут быть использованы и как пешеходные переходы. Трубы, прокладываемые по эстакаде, должны быть утеплены. Эстакады делают в виде стальных форм, железобетонными, деревянными и из других материалов. Перед эстакадой предусматривают аварийный выпуск [4].

2.14. УСТРОЙСТВО КАНАЛИЗАЦИОННОЙ СЕТИ В ОСОБЫХ УСЛОВИЯХ

Особые условия для прокладки канализационной сети возникают в случае ее прохождения по территории промышленных предприятий; в районах вечной мерзлоты, сейсмической местности и в оползневых и лессовидных грунтах [4].

Выбор системы и схемы канализации промышленного предприятия зависит от количества и состава сточных вод, технологических процессов и местных условий. При выборе рассматривают варианты: а) возможного спуска сточных вод в городскую или районную канализацию; б) кооперированного отведения и очистки сточных вод данного предприятия со сточными водами других предприятий; в) устройства самостоятельной системы канализации. Окончательное решение принимают на основании технико-экономического сравнения конкурирующих вариантов. Так, необходимо иметь в виду, что при недостатке биогенных элементов в сточных водах предприятия они не могут быть подвергнуты биологической очистке. Это может отрицательно повлиять на выбор варианта совместной очистки городских и промышленных стоков, поскольку прием промышленных сточных вод в городскую канализацию может производиться с соблюдением определенных технических и санитарных условий.

Канализация промышленного предприятия может осуществляться по раздельной или общесплавной системе. Трубопроводы и коллекторы в зависимости от местных условий могут прокладываться как по территории предприятия, так и за ее пределами.

При отведении разнохарактерных по составу производственных сточных вод возникает необходимость в нескольких самостоятельных канализационных сетях. Следует стремиться к уменьшению их количества путем объединения тех из них, которые отводят сточные воды, поддающиеся одинаковым методам очистки. При этом учитывается возможность объединения их после местных очистных установок (например, для улавливания жиров, масел, нефти с их утилизацией, нейтрализации кислотных, щелочных и других сточных вод).

Устройство нескольких сетей обязательно, если объединение их недопустимо по санитарным, противопожарным условиям, из-за возможности образования взрывоопасных, ядовитых смесей или вызывающих усиленное выпадение осадка.

На сетях, по которым отводятся сточные воды, содержащие воспламеняющиеся жидкости, выделяющие взрывоопасные газы, устанавливают специальные колодцы с гидравлическими затворами. Эти устройства препятствуют распространению по воздушному пространству сети огня или взрыва. Высота гидравлического затвора над шельгой чугунной трубы должна быть не менее 0,25 м.

В районах вечной мерзлоты, сейсмических местностях, в районах с лессовидными просадочными грунтами, в оползневых областях и т. п. (в пустынях, на болотах, в горных местностях) строительство ведется с соблюдением технических условий, учитывающих специфичность геотермического режима, свойств грунтов, тектонических воздействий на сооружения и других особенностей таких районов [4, 29].

Трудность прокладки инженерных коммуникаций в вечномерзлых грунтах обуславливается необходимостью:

- а) защиты трубопроводов от чрезмерных тепловых потерь и замерзания (подогрев воды, поддержание непрерывной циркуляции, усиленная термоизоляция);
- б) создания надежных оснований;
- в) устранения возможности влияния утечек и тепловыделений трубопроводов на естественный геотермический режим грунтов в основании трубопроводов, сооружений и зданий.

Необходимо учитывать, что в этих районах выше стоимость топлива, имеются трудности с доступом к водисточникам, отводом канализационных стоков.

2.15. ДОЖДЕВАЯ КАНАЛИЗАЦИЯ

Системы дождевой канализации. В целях организованного отвода с территории города или промышленного предприятия дождевых и талых вод устраивают дождевую канализацию (водостоки). Такой отвод необходим, т. к. при сильных дождях может произойти затопление улиц и подвалов зданий, нарушение нормального движения транспорта, подъем

уровня грунтовых вод. Эти воды нельзя выпускать в водоемы без очистки.

Исследования количества и состава загрязнений в поверхностном стоке дают основания считать, что по концентрациям загрязнений поверхностный сток с городских территорий можно отнести к хозяйственно-бытовым сточным водам средней, а иногда и высокой концентрации (взвешенных веществ $50 \div 16\,000$ мг/л; БПК₂₀ — $200 \div 300$ мг/л; нефтепродуктов до $15 \div 20$ мг/л).

Основными факторами, влияющими на качество поверхностного стока, являются наличие в городе промышленных предприятий и их характер, вид применяемого топлива, тип поверхностного покрова, интенсивность движения пешеходов и транспорта, метод очистки улиц, степень их озеленения.

На площадках промышленных предприятий загрязняемость поверхностного стока зависит от характера технологических процессов и оборудования, организации складского хозяйства. Кроме того, территория многих предприятий может быть загрязнена маслами, нефтепродуктами, фенолами, смолами, солями тяжелых металлов и другими токсическими соединениями, которые, попадая с поверхностным стоком в водоем, могут причинить его флоре и фауне непоправимый вред.

Во время таяния снега залповые сбросы загрязненного поверхностного стока существенно снижают самоочищающую способность водоема и могут привести к нарушению его кислородного режима. Для водоемов малой мощности такое нарушение кислородного режима может оказаться губительным.

Очистка дождевого стока может осуществляться отдельно и совместно с бытовыми и производственными водами. В последнем случае на очистных сооружениях должны предусматриваться регулирующие резервуары, предназначенные для временного задержания больших расходов дождевого стока у очистных сооружений. Они выполняют также роль первичных отстойников. Конструкция таких резервуаров может быть аналогична горизонтальным отстойникам. При отдельной очистке дождевых вод наиболее целесообразно применять биологические пруды.

Нередко в дождевую канализацию сбрасывают так называемые условно-чистые воды, использованные в технологических процессах. В эту же сеть иногда спускают дренажные воды, отводимые с заболоченных участков при их осушении.

Сеть дождевой канализации может быть разделена на две части:

1. Внутреннюю, называемую внутренними водостоками, предназначенную для отвода атмосферных осадков с крыш больших по площади зданий;
2. Наружную, предназначенную для отвода атмосферных осадков с территории населенных мест и промышленных предприятий и от внутренних водостоков. Эта сеть может быть открытой, устраиваемой из открытых лотков и канав, закрытой

(подземной), состоящей из уложенных в землю труб и каналов, и смешанной, которая представляет сочетание открытой и закрытой сети.

Наружная закрытая дождевая канализация состоит обычно из: а) дождеприемников, т. е. устройств для приема дождевых вод, стекающих с поверхности улиц, кварталов, дворов; б) сети труб и каналов; в) смотровых, перепадных и других колодцев на сети; г) выпусков в водоемы или овраги (см. пп. 2.1–2.3, 2.11).

Трассировка и устройство дождевой сети.

Трассировка дождевой сети выполняется в основном так же, как и бытовой сети канализации, но учитываются некоторые особенности. Начертание сети должно быть увязано с рельефом местности, размером территории, расположением подземных коммуникаций. Дополнительными факторами, влияющими на трассировку дождевой сети на территориях промышленных предприятий, являются расположение цехов, внутренних дорог, подземных инженерно-технических сетей, мест выпусков внутренних водостоков и условно-чистых вод и т. д.

Обычно сеть на промышленных площадках устраивают подземную, т. к. открытая прокладка затрудняет передвижение внутризаводского транспорта и может быть применена лишь для складских территорий участков с малым количеством цехов подсобного назначения.

При ширине проезда до 30 м трубопровод прокладывают по его середине. При ширине более чем 30 м коллекторы проектируют посередине проезда или укладывают два параллельных коллектора.

Для приема дождевых вод в сеть служат дождеприемники, присоединяемые к сети при помощи соединительной ветки $d = 300$ мм, закладываемой в низовой части дождеприемника. По конструкции дождеприемники могут быть без осадочной части (см. рис. 5.2.31) и с осадочной частью. Последние применяются только при плоском рельефе, малоблагоустроенной местности, при наличии слабопроточных водоемов. Глубина осадочной части принимается $0,5 : 0,7$ м. Должна производиться регулярная очистка таких дождеприемников.

По форме в плане дождеприемники могут быть круглыми, диаметром не менее 0,7 м или прямоугольными, размером $0,6 \times 0,9$ м.

Приемные решетки дождеприемников изготавливают из чугуна или стали прямоугольными или круглыми и устанавливают в проезжей части на $20 \div 30$ мм ниже поверхности лотка.

Глубина заложения основания дождеприемника должна быть, как правило, не меньше 0,8 м. При этом в пучинистых грунтах глубина заложения подошвы основания дождеприемника не должна быть меньше глубины положения нулевых температур грунта.

Устройство дождеприемников предусматривается во всех пониженных местах, а также у перекрестков

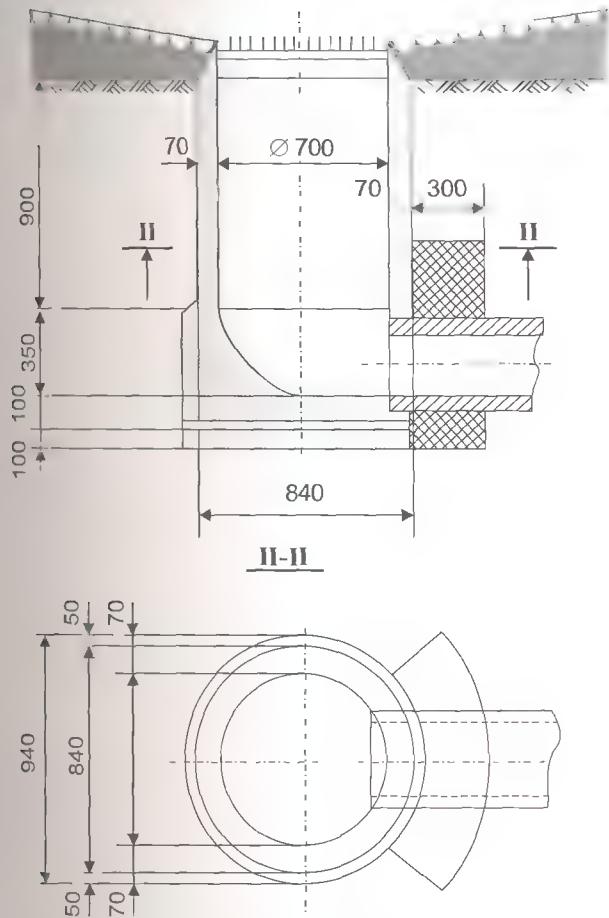


Рис. 5.2.31. Дождеприемник без осадочной части

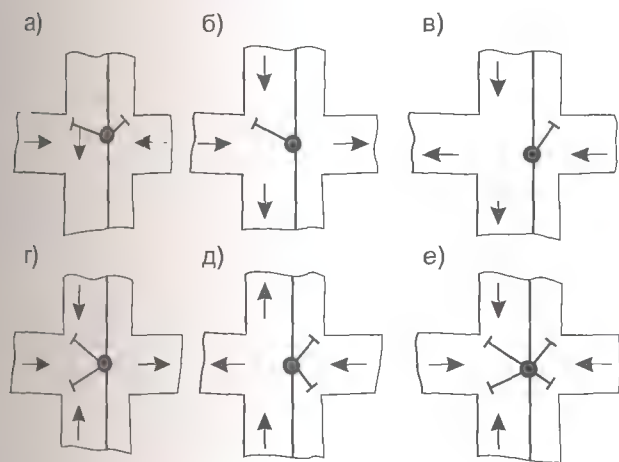


Рис. 5.2.32. Варианты расположения дождеприемников на перекрестках улиц

до створа организованных переходов улиц пешеходами (см. рис. 5.2.32).

Для закрытой ливневой сети применяют трубы и коллекторы из тех же материалов, что и для бытовой канализации, однако чаще всего бетонные и железобетонные круглой и прямоугольной формы (см. п. 2.9).

Открытый отвод дождевых вод осуществляют лотками или кюветами.

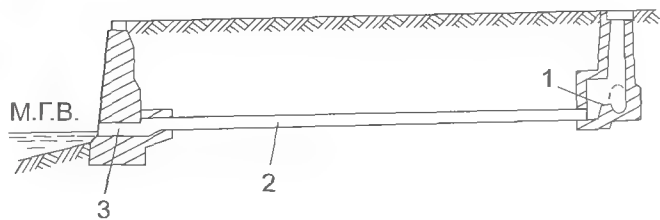


Рис. 5.2.33. Схема ливнеспуска

Определение расчетных расходов дождевых вод производится по методу предельных интенсивностей, по которому τ — продолжительность дождя — принимается равной времени добега каплей дождя от самой удаленной точки бассейна до расчетного сечения. Бытовые и производственные расчетные расходы сточных вод при проверке на работу сети в сухую погоду определяются по правилам, установленным для определения расходов бытовых и производственных сточных вод. Расчет ведется по расходам во время дождя, проверяется на пропуск расхода в сухую погоду со скоростями не менее рекомендованных в п. 5.2.18.

Общие принципы начертания сети общесплавной системы такие же, как и при начертании сети бытовой и дождевой канализации.

Особенности заключаются лишь в необходимости трассировки по берегам водоемов коллекторов со специальными устройствами, называемыми ливнеспусками. Схема ливнеспуска с отводным трубопроводом (ливнеотводом) изображена на рис. 5.2.33. Ливнеспуск состоит из камеры с водосливным устройством (1), ливнеотвода (2) и устья или оголовка ливнеотвода (3).

2.16. КАНАЛИЗАЦИОННЫЕ НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

2.16.1. Схемы канализационных насосных станций и их основные элементы

Во всякой системе канализации имеются насосные станции, которые служат для перекачки сточных вод и осадков, образующихся на очистных сооружениях. Станции перекачки устанавливаются на канализационной сети для подкачки сточных вод из коллекторов, имеющих заложение в сухих грунтах $7 \div 8$ м, а в мокрых — $5 \div 5,5$ м, в коллекторы с меньшим заглублением, а также для подачи сточных вод на очистные сооружения. Это главные насосные станции.

Имеются станции и для сброса очищенных или дождевых вод в водоем. На станциях по очистке сточных вод, в зависимости от высоты расположения отдельных сооружений, могут потребоваться насосные

станции для перекачки осадков, активного ила, рециркуляции и инфильтрационных иловых вод (иловые насосные станции).

При поступлении на насосные станции сточные воды освобождаются от крупных механических примесей. Для этого станции имеют соответствующее оборудование.

Основные помещения насосных станций предназначены: 1) для решеток и дробилок; 2) резервуара приемного регулирующего; 3) машинного отделения. К числу вспомогательных помещений относятся: трансформаторная, распределительные устройства, ремонтная мастерская, котельная, склад топлива, дежурная персонала. Должно быть предусмотрено также подъемно-транспортное оборудование. Бытовые помещения состоят из гардероба, умывальной, душа, туалета.

Насосные станции при очистных сооружениях могут не иметь некоторых вспомогательных и бытовых помещений: они устраиваются общими для всей очистной станции или группы цехов.

Станция должна быть максимально автоматизирована. Подачу электроэнергии к ней обеспечивают от двух самостоятельных фидеров, от кольца или от двух независимых источников, т. к. электроснабжение, как правило, должно быть бесперебойным. От одного источника электроснабжение разрешается, если есть подстанция с трансформаторами. Насосы, приводимые в действие преимущественно электродвигателями переменного тока, желательно устанавливать «под залив». Это несколько удорожает стоимость строительства, но упрощает автоматизацию их работы.

Насосные станции состоят из помещений, расположенных выше и ниже уровня земли. Подземные части выполняются из железобетона и должны быть водонепроницаемыми. Гидроизоляция должна устанавливаться на 0,5 м выше наивысшего уровня грунтовых вод.

На случай, если произойдет авария арматуры, трубопровода, насосов или отключат напряжение, устраивается аварийный выпуск в одном из ближайших к станции колодцев. При этом между станцией и аварийным выпуском предусматриваются затвор или задвижки на коллекторе.

Канализационные насосные станции располагаются в отдельных зданиях. Возможные варианты их месторасположения обосновываются технико-экономическими соображениями. Размещение насосных станций должно быть согласовано с органами санитарно-эпидемиологической службы, органами охраны рыбных запасов и регулирования использования и охраны вод.

Машинное отделение, здания решеток и служебные помещения должны иметь центральное, а в некоторых случаях электрическое отопление.

Машинное отделение и помещения решеток должны иметь приточно-вытяжную вентиляцию с подогревом подаваемого воздуха в количестве 1÷2 объ-

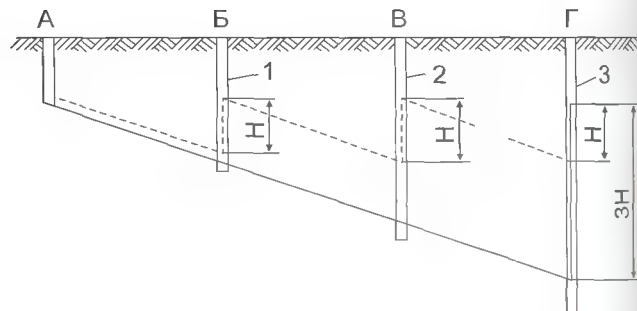


Рис. 5.2.34. Два варианта сооружения главного канализационного коллектора:

1, 2, 3 — станции подъема

емов в 1 ч для машинных отделений и 5÷6 объемов в 1 ч для помещений решеток.

При выборе места расположения насосных станций перекачки, проектируемых для обеспечения прокладки коллектора на глубинах, не превышающих при открытых способах производства работ технико-экономически приемлемых глубин 5:8 м, необходимо провести сравнение возможных вариантов (см. рис. 5.2.34).

Так, на участке А — Б — В — Г сточные воды могут быть: 1) отведены от точки А до точки Г, где насосной станцией перекачки они будут подняты на высоту, например, 3H или 2) тремя насосными станциями в точках Б, В, Г каждой на высоту H. Если принять, что на каждом участке А—Б, Б—В и В—Г расход воды одинаков и равен G, кг/с и что трубы уложены и в первом и во втором случаях с одинаковыми уклонами I, то по первому варианту насосная станция в точке Г должна поднять 3G, кг/с, на высоту 3H, т. е. совершить работу, равную:

$$E_1 = 3G \cdot 3H = 9GH, \text{ кгс} \cdot \text{м/с},$$

а по второму варианту:

$$E_2 = (GH + 2GH + 3GH) = 6GH, \text{ кгс} \cdot \text{м/с}.$$

При этом $E_1 > E_2$.

Если станции будут неавтоматизированными, то возрастут и эксплуатационные затраты, связанные не только с затратами электроэнергии. Таким образом, становится необходимым для выбора того или иного варианта составить сметные расчеты по единовременным строительным (С) и годовым эксплуатационным (Э) расходам.

Если при этом окажется, что $C_1 > C_2$, а $\mathcal{E}_1 < \mathcal{E}_2$, то необходимо выяснить, за какой срок τ , лет, разница в строительных расходах, руб.,

$$\Delta C = C_1 - C_2$$

окупится меньшими эксплуатационными годовыми затратами руб./год:

$$\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_2 - \mathcal{E}_1.$$

Величину можно определить по формуле:

$$\tau = \Delta C / \Delta \mathcal{E}.$$

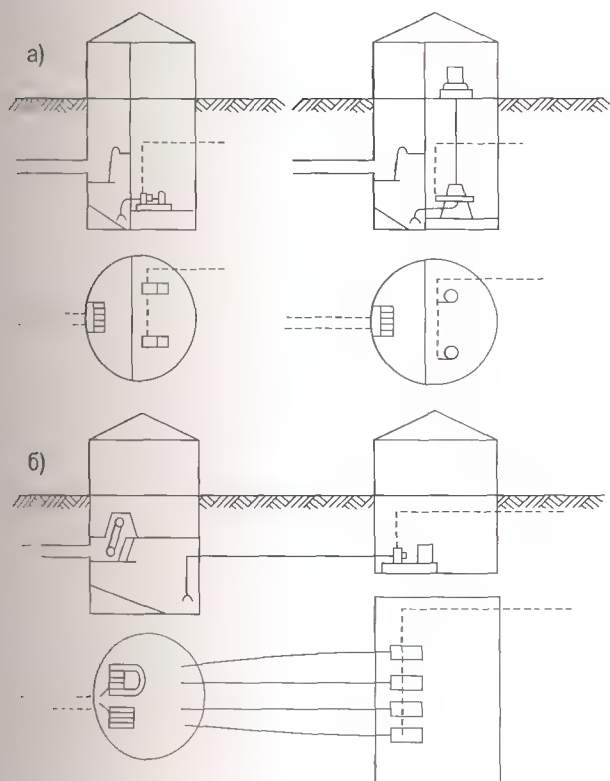


Рис. 5.2.35. Схемы насосных станций:

а) — шахтного типа с самозаливными насосами горизонтальным и вертикальным; б) — с отдельно стоящим резервуаром

Если при этом $\tau < 5$, то в настоящее время можно считать первый вариант выгоднее второго, а если $\tau > 5$, то лучше принять второй вариант, где ежегодные эксплуатационные затраты меньше и оборот денежных средств эффективнее.

Выбор схемы станции зависит от гидрогеологических условий, типа насосов и их расположения выше или ниже уровня воды в резервуаре, от системы управления — автоматической, дистанционной, неавтоматической (см. рис. 5.2.35).

Насосные станции обычно располагаются в наиболее низких точках канализуемой территории, в условиях высокого уровня грунтовых вод, водонасыщенных грунтах. Такие станции приходится строить опускным способом, глубинным бурением, кессонным способом.

При этих способах строительства наиболее целесообразна круглая форма сооружения при благоприятных грунтовых условиях, неглубоком расположении подводного коллектора и большой производительности. Станции проектируются и прямоугольной формы.

Кроме насосного оборудования, необходимыми элементами насосных станций являются решетки и дробилки для защиты от отбросов, поступающих со стоками на насосные станции. Количество отбросов, задерживаемых на решетках, зависит от размеров решеток. Очистка решеток от отбросов обязательна и при количестве осадка более $0,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ должна быть

механизирована. При механизированной очистке следует предусматривать установку резервных решеток и дробилок для размельчения отбросов с последующей подачей измельченной массы вновь на решетки. При количестве отбросов более 1 т/сут , кроме рабочей, следует предусматривать установку резервной дробилки.

Для удаления с поверхности воды твердых и прочих всплывающих предметов используются грабли.

Среднесуточный расход бытовых сточных вод по часам суток распределяется в соответствии с нормами и вероятностью водопотребления, приведенными в п. 4, а производственных — в соответствии с технологическими нормами [4, 24].

Вместимость приемного резервуара определяется в зависимости от принятого режима работы насосов и их производительности. Расчет удобно вести путем построения интегральных или ступенчатых графиков притока и откачки сточных вод (см. рис. 5.2.36). При отсутствии почасовых графиков притока вместимость резервуара, м^3 , принимается не менее пятиминутной производительности наиболее мощного насоса станции $G_{\text{н}}$, л/с, т. е. $V = G \cdot 5 \cdot 60 / 1000 \approx 0,3 G$ или

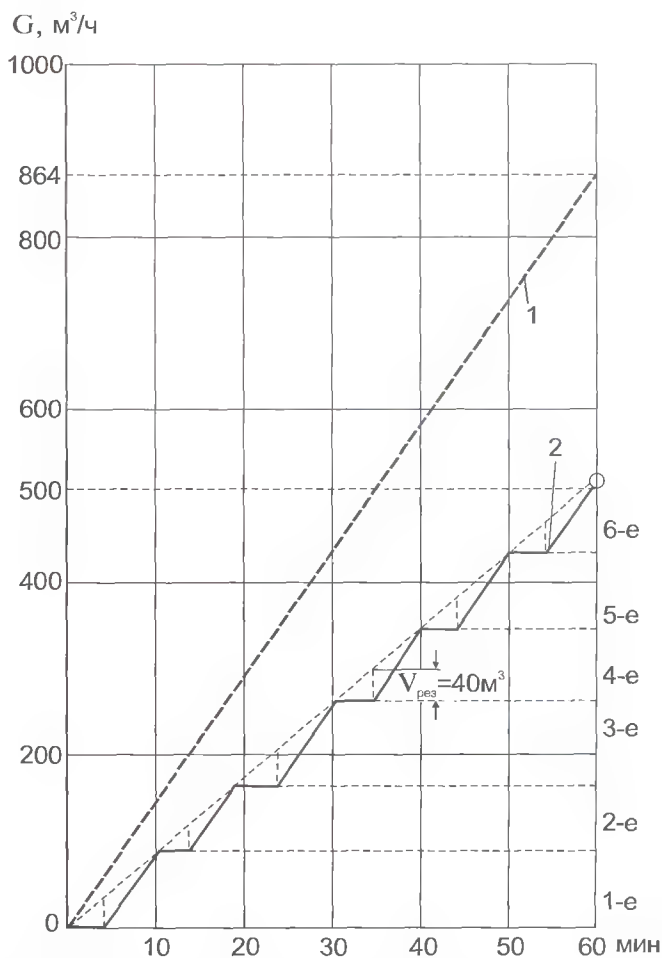


Рис. 5.2.36. График притока и откачки сточных вод:

1 — подача насоса $G_{\text{н}}$, $\text{м}^3/\text{ч}$; 2 — минимальный приток сточных вод, $\text{м}^3/\text{ч}$; цифрами 1-е — 6-е показано включение насоса

восьмиминутного максимального притока сточных вод на станции, л/с, т. е. $V = 8\ 60 / 1000 \approx 0,5\ G$.

Для крупных станций производительностью 100 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ и более вместимость резервуара определяется конструктивными соображениями — потребной площадью и глубиной для размещения сосунов насосов, механических решеток и граблей. Сосуны насосов располагают параллельно стенке, отделяющей резервуар от машинного зала. У всасывающих воронок необходимо устраивать прямки глубиной $20 \div 40$ см. Дно резервуара должно иметь уклон $0,05 \div 0,10$ в зависимости от размеров резервуара.

Для взмучивания осадка приемные резервуары оборудуют ответвлениями от напорной трубы, которые, кроме того, используются для опорожнения напорного трубопровода. Для отмыва резервуара служат поливочные краны со шлангами и брандспойтами.

Вместимость резервуара автоматизированной насосной станции принимают из расчета не более 5:6 включений насосов в 1 ч. Наибольшее количество включений однотипных насосов, установленных на станции, наблюдалось в течение того часа, когда приток был приблизительно равен половине подачи одного насоса. Проверка числа включений делается графически — путем построения интегрального графика притока и откачки сточных вод в течение одного часа (см. рис. 5.2.36). Для расчета при этом принимается минимальная величина притока и работа одного насоса станции.

Вместимость резервуара может быть определена также аналитически по формуле:

$$V = \frac{G}{n} \left(1 - \frac{G}{G_H} \right) = \frac{500}{6} \left(1 - \frac{500}{864} \right) = 36\ \text{м}^3 \text{ и } 40\ \text{м}^3.$$

Подача насосов и их число определяются на основании максимального притока сточных вод. Как правило, принимается не менее двух насосов, включая резервный. Полную высоту подъема сточных вод (m) от низшего уровня воды в резервуаре до отметки колодца или иного сооружения, куда должна подаваться сточная вода, рассчитывают по формуле:

$$H = H_B + h_B + H_H + h_H,$$

где: H_B — геометрическая высота всасывания, m ; h_B — потери напора во всасывающем трубопроводе, m ; H_H — геометрическая высота нагнетания от насоса до отметки вылива в колодце или на очистные сооружения, m ; h_H — потери напора в напорном трубопроводе, m .

После определения высоты подъема сточных вод и притока по каталогу подбирают насос, имеющий характеристики, близкие к расчетным. Если получатся подача или напор значительно больше требуемых, то обтачивают лопастные колеса для уменьшения их диаметра или уменьшают частоту вращения вала насоса.

При уменьшении частоты вращения вала насоса пользуются следующими формулами:

$$G/G_1 = n/n_1; \quad H/H_1 = (n/n_1)^2; \quad N/N_1 = (n/n_1)^3,$$

где: G, H, N, n — соответственно подача, напор, мощность и частота вращения вала насоса при первоначальном режиме; G_1, H_1, N_1, n_1 — то же, при измененном режиме.

Устройство типовой насосной станции показано на рис. 5.2.37.

Каждый насосный агрегат канализационной насосной станции в целях большей надежности в работе должен иметь отдельную линию всасывающего трубопровода. Укладывать его следует с некоторым подъемом в сторону насоса, а не горизонтально. Всасывающий трубопровод должен быть герметичным, коротким и прямым. При установке насосов под заливом на всасывающем трубопроводе должна устанавливаться задвижка или обратный клапан.

В пределах машинного зала всасывающие напорные трубопроводы устраивают из стальных труб на сварке. Внутри станции их располагают открыто или в специальных каналах, которые должны иметь уклон для стока воды $i = 0,005$. По выходе из здания напорные водоводы из железобетонных, асбоцементных, чугунных или стальных труб прокладывают ниже глубины промерзания. Обычно устраивают не менее двух ниток водоводов.

Скорость движения сточных вод принимается: во всасывающих трубопроводах — от 0,7 до 1,5 м/с , в напорных трубопроводах в пределах насосных станций — от 1 до 2,5 м/с . На напорном трубопроводе каждого насоса устраивается обратный клапан между насосом и задвижкой.

Насосные станции оборудуются контрольно-измерительными приборами для измерения расхода жидкости и наблюдений за работой станции.

Разработан ряд типовых станций для насосов разных типов (горизонтальных и вертикальных) разной подачи для строительства в различных геологических условиях на всей территории страны, за исключением районов вечной мерзлоты, сейсмических свыше 6 баллов и на макropористых просадочных грунтах, а также при расчетных температурах до -40°C . Имеются типовые станции, рассчитанные на строительство как в открытых котлованах, так и опускным способом, при глубинах заложения подводящего коллектора от 3 до 7 m .

Технические характеристики насосов и их приводов приведены в [6].

Автоматизация работы канализационных насосных станций. Насосные станции могут быть полностью автоматизированными, полуавтоматизированными, управляться на расстоянии (дистанционно) с диспетчерского пункта по показаниям приборов автоматически. Автоматизацией предусматривается отключение агрегатов: при перегрузке двигателя; при перегреве подшипников; в случае подачи воды насосом; при падении напряжения в сети; при других

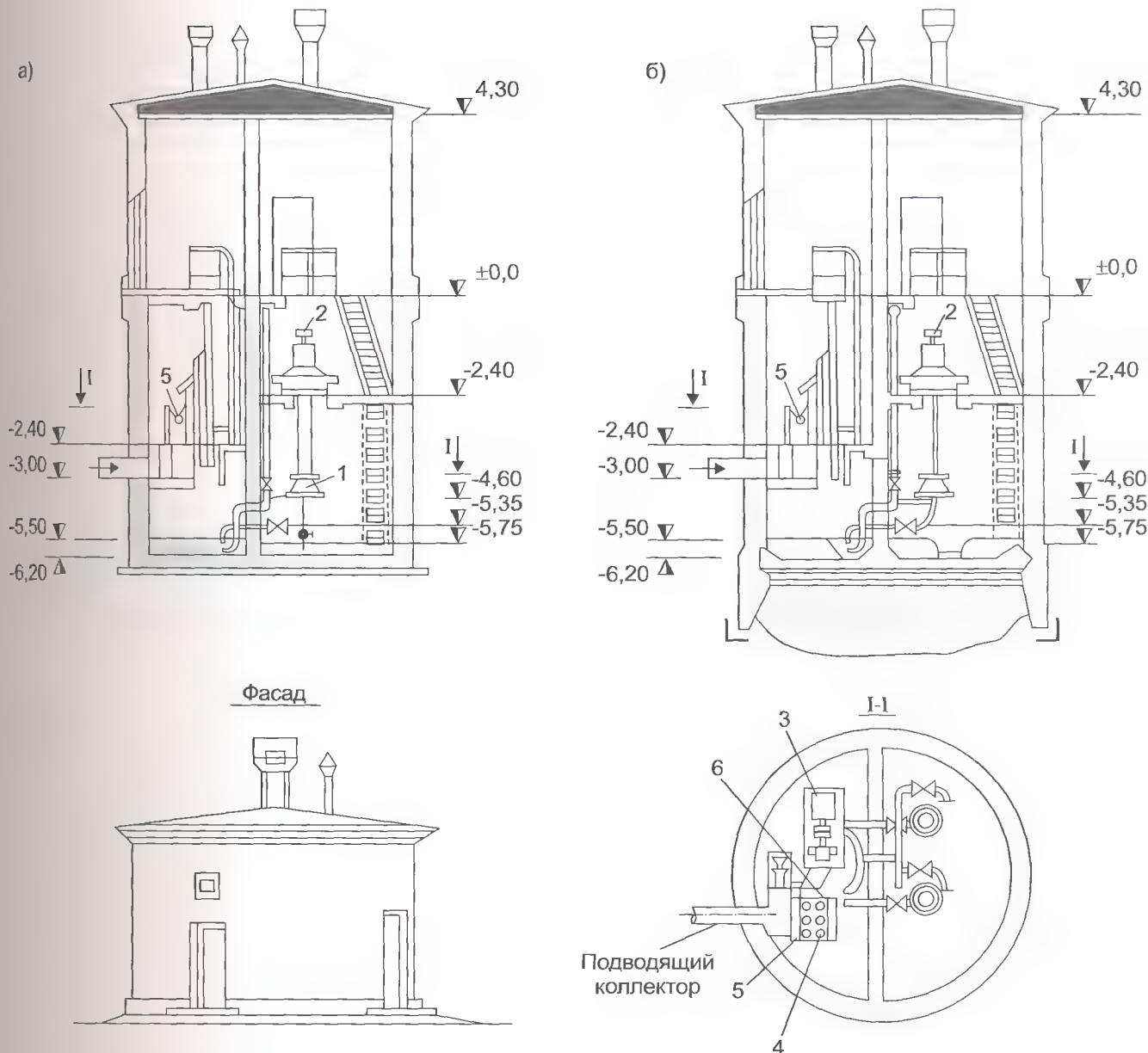


Рис. 5.2.37. Типовая насосная станция:

а) — разрез в сухих грунтах, б) — разрез в мокрых грунтах; 1 — центробежный насос; 2 — электродвигатель; 3 — дробилка Д-3С с электродвигателем; 4 — решетка механизированная; 5 — дырчатое корыто; 6 — решетка ручная

нарушениях режима работы; при авариях. Сообщение о неполадках в работе агрегатов насосной станции передается на пункт дежурного с помощью специальной сигнализации.

2.17. ОСНОВЫ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА КАНАЛИЗАЦИОННОЙ СЕТИ

Движение сточных вод в канализационной сети может быть равномерным, неравномерным установившимся и неравномерным неустойчивым. В самотечных

канализационных сетях равномерное движение наблюдается на прямых участках без боковых присоединений, при незаиливающих скоростях сточных вод. Неравномерное установившееся движение имеет место в самотечных коллекторах, по которым вода направляется в резервуары, водоемы, при образовании кривой спада или подпора. Неравномерное установившееся движение — сложный вид движения, причинами которого являются местные сопротивления, боковые присоединения, повороты в лотках колодцев, изменения диаметров труб, перепады, изменения уклонов и др.

В соответствии со СНиП 2.04.01-85* гидравлический расчет канализационной сети производят по формулам равномерного турбулентного движения

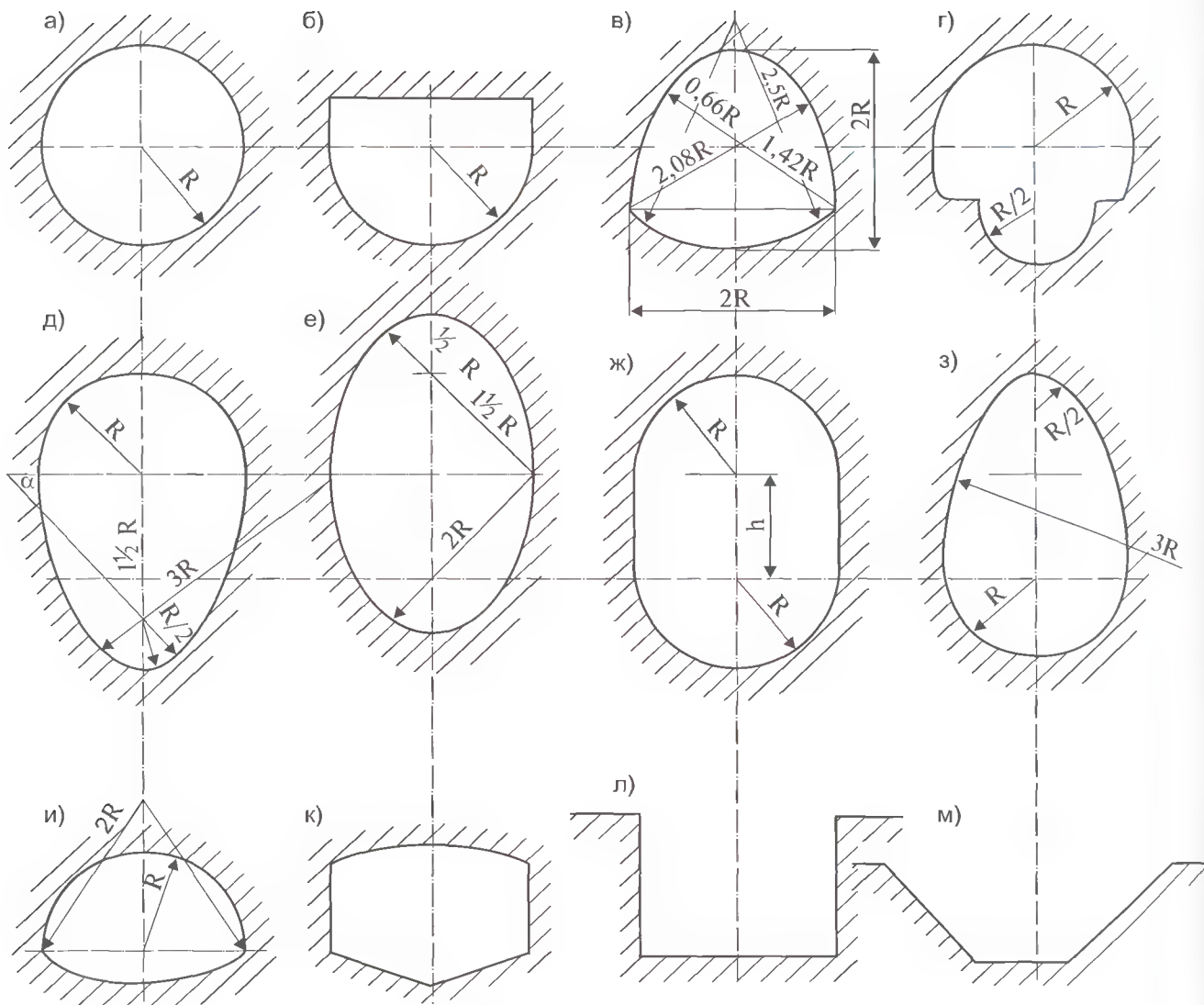


Рис. 5.2.38. Поперечные сечения канализационных коллекторов:

а) — круглое; б) — полукруглое; в) — полуэллиптическое; г) — банкетное; д) — яйцевидное; е) — эллиптическое; ж) — полукруглое с прямыми вставками; з) — яйцевидное перевернутое; и) — лотковое; к) — пятиугольное; л) — прямоугольное; м) — трапецидальное

сточных вод. Для расчета сетей используют таблицы или номограммы, составленные по формуле:

$$I = \frac{\lambda}{4R} \cdot \frac{w^2}{2g},$$

где: I — гидравлический уклон; $R = f/\Pi$ — гидравлический радиус, м; здесь f — площадь живого сечения трубы, м^2 ; Π — смоченный периметр, м; w — средняя скорость движения стоков, м/с; $g = 0,981$ — ускорение силы тяжести, $\text{м}/\text{с}^2$; λ — коэффициент сопротивления трения по длине труб, определяемый из выражения, учитывающего различную степень турбулентности потока:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \lg \left(\frac{\Delta}{13,68R} + \frac{a_2}{\text{Re}} \right),$$

где: Δ — эквивалентная абсолютная шероховатость, см; a_2 — безразмерный коэффициент, учитывающий

характер шероховатости труб; R — гидравлический радиус, см; Re — число Рейнольдса.

На рис. 5.2.38 представлены встречающиеся на практике формы поперечных сечений труб и каналов. В практике строительства канализации в настоящее время наибольшее распространение получили трубы круглого сечения.

При расчетах дюкеров, всасывающих и напорных трубопроводов следует учитывать местные потери напора, определяя их величину по формуле:

$$h_m = \xi \frac{w^2}{2g},$$

где: w — средняя скорость движения сточных вод после местного сопротивления, м/с; g — ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$; ξ — коэффициент местного сопротивления; его значения для разных видов сопротивления приводятся ниже. Более подробно см. в [17].

Наименование местного сопротивления	ξ
Выход из трубы	1
Колено с плавным закруглением с углом:	
30°	0,07
45°	0,18
75°	0,63
90°	0,98
Задвижка (по степени открытия):	
7/8 d	0,07
6/8 d	0,26
5/8 d	0,81
1/2 d	2,06
3/8 d	5,52
Обратный клапан	5

2.18. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ПО РАСЧЕТУ КАНАЛИЗАЦИОННЫХ СЕТЕЙ

Задачи по гидравлическому расчету канализационных труб возникают как при проектировании, так и при строительстве и эксплуатации канализации. К основным случаям расчета канализационной сети при равномерном установившемся движении сточных вод относятся следующие:

а) заданы диаметр, уклон и наполнение труб; требуется определить расход (пропускную способность) и скорость движения сточных вод;

б) заданы диаметр и наполнение труб, а также скорость движения сточных вод; требуется определить расход (пропускную способность) и уклон труб;

в) задан расход и требуется определить диаметр и уклон труб при скорости течения и наполнении, соответствующих требованиям СНиП.

Последний вариант гидравлического расчета является наиболее распространенным в практике проектирования, но требует сопоставления стоимости труб и их прокладки. При уменьшении диаметров увеличивается объем земляных работ, т. к. для сохранения при этом пропускной способности надо увеличить скорость, а следовательно, и уклон труб.

В практике проектирования гидравлический расчет производится по таблицам и графикам, составленным на основании указанных выше формул. При $d = 500$ мм, уклоне трубы $I = 0,002$ и расходе сточных вод $G = 132,7$ л/с находим скорость течения $w = 0,90$ м/с, а заполнение трубы $h = 0,70d$.

Расчет может производиться по графикам, составленным на логарифмической сетке в прямоугольных координатах, для всех диаметров при полном наполнении труб и по сборному графику для всех диаметров при наполнениях, ограниченных значениями максимально допускаемыми и ближайшими к ним

меньшими (от 0,3 до 0,7) соответственно для диаметров от 150 до 1200 мм. При подборе диаметра трубы необходимо учитывать минимально допустимые незаиливающие скорости [4].

Технические условия при гидравлическом расчете канализационных труб

1. Минимальный диаметр труб, мм:

для бытовой канализации

уличной 200

внутриквартальной 150

для дождевой и общесплавной канализации

уличной 250

внутриквартальной 200

для напорных илопроводов 150

В населенных местах с расходом до $500 \text{ м}^3/\text{сут}$ допускается принимать для бытовой канализации на уличной сети трубы диаметром 150 мм.

2. Расчетные наполнения (h/d) трубопроводов бытовой канализации диаметром:

150÷300 0,6

350÷450 0,7

500:900 0,75

900 и более 0,8

Наполнение труб диаметром до 500 мм при кратковременных «залповых» сбросах и сбросах душевых и банно-прачечных вод допускается принимать полным, т. е. $h = d$ или $h/d = 1$;

для дождевой и общесплавной (при пропуске дождевых вод) — ($h/d = 1$);

в каналах и кюветах дождевой сети в пределах населенного пункта глубина потока воды должна быть не более 1,0 м, а наивысший горизонт воды в каналах ниже их бровки не менее чем на 0,2 м.

Расчетные скорости сточных вод во избежание заиливания канализационных сетей должны приниматься в зависимости от степени наполнения труб и каналов или гидравлического радиуса, от крупности взвешенных в частиц, содержащихся в сточных водах. При расчетном наполнении труб сети бытовой канализации принимать:

Диаметр труб, мм Скорость, м/с

150÷250 0,7

300÷400 0,8

450÷500 0,9

600:800 1,00

900÷1200 1,15

1300:1500 1,30

1500 и более 1,50

При другом наполнении труб канализационной сети скорости могут определяться по формуле:

$$w_H = 1,57 \sqrt[n]{\hat{R} \cdot \hat{e}},$$

где: w_H — незаиливающая скорость, м/с; R — гидравлический радиус, м; $n = 0,35 + 0,5R$.

В общесплавной канализации во время сухой погоды:

Наполнение труб общесплавной сети при расчетных расходах в сухую погоду, см	Минимальные скорости течения сточных вод, м/с
10÷20	0,75
21÷30	0,8
31÷40	0,9
42÷60	0,95
61÷100	1
101÷200	1,5

Наименьшая расчетная скорость осветленных или биологически очищенных сточных вод в лотках и трубах должна быть не менее 0,4 м/с. Расчетная скорость движения неосветленных сточных вод в дюкерах — не менее 1 м/с. В местах подхода сточных вод к дюкеру скорость должна быть не более скоростей в дюкере, но не менее указанных выше для труб.

Наибольшую расчетную скорость сточных вод следует принимать: для металлических труб — 8 м/с, для неметаллических труб — 4 м/с.

3. Уклоны труб, каналов и лотков. Наименьшие уклоны труб бытовой канализации принимаются для труб диаметром: 150 мм — 0,008; 200 мм — 0,005; при 250 мм и более — определяются гидравлическим расчетом в зависимости от допустимых минимальных скоростей.

Уклоны менее 0,0005 не допускаются в связи с усилением засоряемости сетей и, следовательно, удорожанием эксплуатации их, а также в связи с трудностями выдерживания такого уклона при строительстве сетей.

Наименьшим уклоном называется уклон, обеспечивающий при расчетном заполнении незаиливающую скорость. Если наполнение труб диаметром 150 и 200 мм на отдельных участках, уложенных с нормативным уклоном, получается меньше расчетного, то такие участки считаются нерасчетными, и скорости течения в них не определяются, а уклоны принимаются соответственно 0,008 и 0,005. Для ориентировочного назначения наименьшего уклона иногда используют формулу:

$$I_{\min} = 1/d,$$

где: d — диаметр трубы, мм.

Уменьшение объемов земляных работ связано с максимально возможным использованием рельефа местности. Если уклон местности равен уклону, допус-

тимому для выбираемого диаметра трубы или больше него, то принимается уклон $I_{\text{прин}} = I_{\text{мес}}$, что избавляет от дополнительного заглубления рассчитываемого участка относительно его начальной отметки. При условии обеспечения необходимой минимальной глубины заложения уклон, принимаемый $I_{\text{прин}}$, может быть меньше уклона местности ($I_{\text{мес}} > I_{\text{мин}}$), если уклон местности меньше уклона минимального.

Потери напора в самих сооружениях зависят от их конструкции и направления движения сточных вод.

Ориентировочные потери напора, м, в отдельных сооружениях до проведения гидравлических расчетов и выявления конструкций сооружений и их деталей могут быть приняты следующими:

Решетки	0,05÷0,20
Песколовки	0,10÷0,20
Жироловки	0,10÷0,25
Отстойники:	

горизонтальные	0,20÷0,40
вертикальные	0,40÷0,50
радиальные	0,50÷0,60

Биофильтры:

с оросителями	2,50÷3,00
со спринклерами	5,00÷6,00
башенные	10,00÷20,00

Аэротенки

Аэрофильтры (высоконагружаемые с искусственной подачей воздуха)	6,00÷8,00
---	-----------

Контактные резервуары

Смесители	0,10÷0,30
-----------------	-----------

Потери напора в биологических фильтрах зависят от принятой высоты загрузки и от потерь напора в системе распределения воды по ним. При двухступенчатой очистке сточных вод потери почти удваиваются.

2.19. СООРУЖЕНИЯ ДЛЯ ОЧИСТКИ И ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ СТОЧНЫХ ВОД

Существуют механические, химические и биологические (биохимические) способы очистки сточных вод. Каждый из них обеспечивает удаление из сточных вод определенных видов загрязнений. Для осуществления этого строятся специальные сооружения, обеспечивающие организацию и проведение на них: при механической очистке — физических процессов; при химической очистке — физико-химических процессов, при биологической очистке — биохимических процессов. Для ликвидации бактериальных загрязнений сточных вод применяется их обеззараживание (дезинфекция).

Методы механической очистки должны обеспечивать: удаление из сточных вод осадков и всплывающих нерастворенных примесей; смешение сточных вод и усреднение концентраций их загрязнений. Для интенсификации процессов механической очистки сточных вод, для увеличения эффекта осветления рекомендуется их предварительная аэрация.

Методы химической очистки путем введения в сточные воды различных химических реагентов (коагулянтов) должны обеспечивать выпадение из них нерастворенных (коллоидных) и частично растворенных веществ, а также перевод некоторых нерастворенных веществ в безвредные и растворенные.

К химическим методам очистки производственных сточных вод относятся озонирование, хлорирование, электрохимический метод, нейтрализация и окисление.

Сведения о применяемых для их реализации сооружениях и оборудовании см. в [6,22].

К **физико-химическим методам очистки** сточных вод относятся: сорбция, экстракция, ионный обмен, кристаллизация, аэрация, коагуляция, флоатация.

Сведения о применяемых для их реализации сооружениях и оборудовании см. в [6,22].

Методы биологической очистки должны обеспечивать минерализацию органических загрязнений сточных вод. Превращение органических веществ в минеральные (неорганические) происходит двумя путями: окислением — процессом, проходящим при достаточном количестве кислорода и хорошем его контакте с органическим веществом, или гниением — процессом, идущим при отсутствии кислорода.

Метод биохимической очистки. В настоящее время считается, что все известные органические вещества, за исключением искусственно синтезированных, которым нет аналогичных в природе, могут разлагаться микроорганизмами. Однако есть ряд органических веществ, настолько медленно окисляющихся в аэрационных сооружениях (хлорофос и др.), что производственные сточные воды, содержащие одни эти загрязнения, не могут быть очищены биохимическими методами. Потребное количество биогенных веществ (азота и фосфора) ориентировочно можно определить из соотношения БПК : N : P = 100 : 5 : 1. Найденное таким образом количество биогенных элементов должно быть уточнено в процессе эксплуатации сооружений. Наиболее дешевый источник биогенных элементов — бытовые сточные воды. Однако получение их в количествах, необходимых для полного обеспечения процесса очистки промышленных сточных вод биогенными веществами, не всегда возможно. Поэтому для облегчения и упрощения очистки промышленных сточных вод рекомендуется совместная очистка бытовых и производственных стоков.

Процессы минерализации совершаются при обязательном участии бактерий: в первом случае — аэробных, развивающихся в присутствии воздуха (кислорода) и способствующих процессу окисления и

образования кислот, а в соединении с калием и натрием — минеральных солей (углекислых, азотнокислых, сернокислых или фосфорнокислых), а также углекислоты CO_2 ; во втором случае — анаэробных, развивающихся при отсутствии воздуха и способствующих процессам гниения — расщепления сложных органических веществ, которые сопровождаются выделением дурно пахнущих газов, взрывоопасных (метана) и незначительных количеств углекислоты CO_2 , переходом серы в сероводород H_2S , азота — в аммиак NH_3 . Кроме того, создается среда, способствующая распространению заразных микробов.

Чрезвычайно важно знать и учитывать, что бактерии сохраняют свою жизнеспособность при анаэробных (гнилостных) процессах очень долгое время. При аэробном же процессе, при окислении органических веществ значительная часть болезнетворных бактерий погибает вследствие уменьшения необходимой для них питательной среды.

В природных условиях процесс минерализации протекает в почвах, водоемах и водных протоках. Этот процесс непрерывен, и им обуславливается самоочищение водоемов и почв. Помимо механического задержания нерастворенных веществ, частички почвы адсорбируют на своей поверхности растворенные органические вещества. На поверхности частичек почвы развивается огромное количество микроорганизмов, образующих биологическую пленку. Эти аэробные микроорганизмы в присутствии кислорода воздуха, находящегося в порах почвы, разрушают адсорбированные органические вещества и способствуют их окислению. В конечном счете получают продукты минерализации — соли и восстанавливается способность почвы к адсорбции новых порций органических веществ — ее регенерации. Израсходованный на процесс окисления кислород возмещается новым, проникающим вместе с воздухом атмосферы в почву вслед за водой, просачивающейся в нее. Поступающие новые порции воды, загрязненной органическими веществами, оставляют их в почве (адсорбируются ею) и выщелачивают накопившиеся соли, вынося их в подземные водотоки (дренажи).

Аналогичный процесс происходит и в водоемах, водных протоках, где твердой фазой, на которой происходит адсорбция органических веществ, являются мельчайшие частицы ила во взвешенном состоянии. На них и скапливаются микроорганизмы-минерализаторы.

Так как перечисленные методы очистки не обеспечивают полной ликвидации бактериальных загрязнений, то после них сточные воды обеззараживаются (дезинфицируются).

Обеззараживание сточных вод. Обеззараживание (дезинфекцию) сточных вод производят с целью уничтожения содержащихся в них болезнетворных (патогенных) бактерий и предохранения таким образом водоемов от заражения сбрасываемыми в них сточными водами. Частично задерживаются

бактериальные загрязнения и в сооружениях по очистке сточных вод, что вызывает необходимость дезинфекции этих сооружений.

Обеззараживанию должны быть подвергнуты сточные воды после их очистки, механической или искусственной биологической. Что касается сточных вод, очищаемых на полях фильтрации, а также на биологических прудах, то дезинфекция их не применяется.

Обеззараживание сточных вод может осуществляться различными способами: хлорированием, ультрафиолетовыми лучами, электролизом, озонированием и ультразвуком. В настоящее время сточные воды обеззараживают главным образом водным раствором хлора, а при производительности очистной станции до 1000 м³/сут — и хлорной известью [4, 29].

В зависимости от принятой степени очистки сточных вод с учетом конкретных данных о местных условиях, наличия достаточной по размерам площадки, расположенной в соответствии с существующими санитарными требованиями, рельефа местности устанавливается состав сооружений станции очистки сточных вод (см. табл. 5.2.9).

Таблица 5.2.9.

Снижение БПК, взвешенных веществ, бактерий в бытовых сточных водах отдельными очистными сооружениями, %

Очистные сооружения и методы очистки	БПК	Взвешенные вещества	Бактерии
Сита и решетки с порами 18–20 мм	5	5	10
Песколовки	5	5	10
Отстойники	25	40	25
Отстойники с преаэрацией	35	65	30
Отстойники с биокоагуляторами	50	75	40
Двухъярусные отстойники	75÷80	95	85
Высоконагружаемые фильтры	70÷80	—	90
То же с рециркуляцией	85	—	90
Капельные биофильтры	80÷85	—	90
Аэротенки	90	—	90
Поля орошения и поля фильтрации после отстоя	95	85	95
Поля подземной фильтрации (высоконагруженные)	97	99	99
Хлорирование осветленных сточных вод	15	—	90
Хлорирование биологически очищенных сточных вод	—	—	99

Для предварительного выбора методов очистки и основных типов сооружений можно пользоваться табл. 5.2.9, в которой приведены данные, %, снижения БПК, взвешенных веществ и числа бактерий после прохождения бытовыми сточными водами отдельных сооружений, и табл. 5.2.10, где указаны виды очистных сооружений, рекомендуемые в средних условиях при разной производительности станций.

Таблица 5.2.10.

Данные для выбора типа сооружений по очистке сточных вод

Наименование сооружений	Производительность очистной станции, м³/сут						
	до 50	до 300	до 5000	до 10000	до 30000	до 50 000	более 50 000
При механической очистке							
Решетки	—	0	0	0	0	0	0
Песколовки:							
– вертикальные	—	—	0	0	0	—	—
– горизонтальные	—	—	x	0	0	0	0
– с круговым движением	—	—	—	—	—	0	0
Отстойники:							
– вертикальные	—	—	—	x	x	x	—
– горизонтальные	—	—	—	—	0	0	0
– радиальные	—	—	—	x	0	0	0
– двухъярусные	0	0	0	0	—	—	—
Преаэраторы	—	—	x	x	x	x	x
Метантенки	—	—	—	—	0	0	0
Иловые площадки	x	0	0	0	0	x	x
Вакуум-фильтры	—	—	—	—	—	x	x
Центрифуги	—	—	—	—	—	x	x
Термическая обработка	—	—	—	—	—	x	x
Обеззараживание	0	0	0	0	0	0	0
При биологической очистке							
Поля подземной фильтрации	x	x	—	—	—	—	—
Поля фильтрации	—	x	x	x	x	x	x
Поля орошения	—	x	x	x	x	x	x
Биофильтры капельные	—	x	x	x	—	—	—
Биофильтры башенные	—	—	—	0	x	x	—
Аэротенки	—	x	x	x	0	0	0
Аэрофильтры	—	—	—	x	x	x	x
Биокоагуляторы	—	—	x	x	x	x	x
Окислители	—	—	x	x	x	x	x
Уплотнители	—	—	—	x	0	0	0

Условные обозначения: 0 — рекомендуются; X — принимаются при соответствующем обосновании; — — не рекомендуются.

На основании практических данных и конкретных условий спуска сточных вод могут быть приняты механическая или биологическая очистка, полная или неполная, естественная или искусственная.

При механической очистке типы очистных сооружений в зависимости от производительности станции могут быть следующими: при расходе до $300 \text{ м}^3/\text{сут}$ — двухъярусные отстойники, хлораторная установка, иловые площадки; при расходе до $10\,000$ — $12\,000 \text{ м}^3/\text{сут}$ — решетки, песколовки, двухъярусные отстойники, хлораторная установка, контактные резервуары, иловые площадки; при расходе от $100\,000 \text{ м}^3/\text{сут}$ — решетки, песколовки, горизонтальные отстойники (вертикальные отстойники и биокоагуляторы при расходе до $36\,000$, радиальные отстойники при расходе более $50\,000 \text{ м}^3/\text{сут}$); хлораторная установка, контактные резервуары, метантенки, иловые площадки.

При биологической очистке, кроме сооружений механической очистки, обработки осадка и обеззараживания сточных вод, в зависимости от климатических и других местных условий, а также технико-экономических сравнений следует применять: при суточном расходе до $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ — поля подземной фильтрации и поля фильтрации или биофильтрации или биологические пруды; при расходе от 50 до $10\,000 \text{ м}^3/\text{сут}$ — поля фильтрации или биофильтры или биологические пруды; при расходе от $10\,000$ до $30\,000 \text{ м}^3/\text{сут}$ — аэротенки с илоуплотнителем; при расходе до $50\,000 \text{ м}^3/\text{сут}$ — высоконагружаемые биологические фильтры [4].

К местным условиям, влияющим на выбор типов сооружений, относятся:

- достаточные размеры земельных участков для них, климат, характер грунтов, уровень грунтовых вод, рельеф территории участков, их относительное положение по отношению к объекту канализования;
- наличие местных материалов для загрузки биофильтров;
- возможность получения недорогой электроэнергии в достаточном количестве;
- достаточное количество квалифицированных работников, специалистов по очистке сточных вод;
- приемлемая стоимость строительных материалов с учетом их перевозки к месту строительства очистных сооружений.

При выраженном рельефе площадки сооружения по предварительной механической очистке целесообразно располагать наверху, а биофильтры — внизу. В других случаях сооружения по механической очистке устраивают в насыпи. Экономически целесообразно для уменьшения земляных работ соблюдать равенство объемов выемок и насыпей, соответственно назначая глубину погружения сооружений в грунт. В отдельных случаях целесообразно, а иногда и необ-

ходимо, намечать насосную станцию для подъема сточных вод (например, на башенные биофильтры) или для подачи ила со вторичных отстойников в метантенки и т. п.

При расположении сооружений на одной плоскости со спокойным уклоном можно принимать следующие расстояния между группами сооружений: одноименных — $2 \div 3 \text{ м}$; разноименных — $5 \div 10 \text{ м}$; между группой по предварительной механической очистке и биофильтрами (учитывая насыпь $1:1$) — $15 \div 20 \text{ м}$; между сооружениями и иловыми площадками с учетом обсадки их деревьями, устройств для отвода поверхностных вод, подъездных путей, подводящих ил коммуникаций — $20 \div 30 \text{ м}$; между газгольдерами, метантенками и другими сооружениями — $20 \div 50 \text{ м}$ в зависимости от их емкости.

Сооружения механической очистки бытовых и производственных сточных вод

В комплексе станций по механической очистке сточных вод предусматриваются следующие сооружения:

1. Решетки, сита, дробилки и решетки-дробилки (комминаторы), задерживающие крупные нерастворенные частицы (волокна, тряпки, бумагу и т. п.). Решетки могут быть подвижными, неподвижными, оборудованными граблями для сгребания с них задержанных примесей и дробилками для размельчения последних. Сита могут быть дисковыми, ленточными, барабанными.
2. Песколовки, в которых выпадают в основном тяжелые примеси минерального происхождения (камни, песок, уголь и т. п.) относительной плотностью больше 1. Песколовки подразделяются на горизонтальные, вертикальные, с круговым движением сточных вод, щелевые.
3. Отстойники, задерживающие основную массу оседающих органических веществ, а также вынесенные из песколовки мелкие минеральные частицы и всплывающие вещества. Отстойники могут быть горизонтальными, вертикальными, радиальными. Они предназначены для предварительной обработки сточных вод перед последующей их очисткой (например биологической) или перед спуском в водоем, если сточные воды после отстаивания будут удовлетворять требованиям охраны водоемов от загрязнений.
4. Жироловки, служащие для отделения от сточных вод всплывающих жиров, масел и т. п. Жироловки применяются при очистке в аэротенках сточных вод, содержащих жировые вещества (на мясокомбинатах, шерстемоечных заводах и т. п.).
5. Гниlostные камеры (септики), в которых выпадающий осадок содержится длительное время, достаточное для его перегнивания ($6 \div 12$ месяцев). Септики могут быть двух- и трехкамерными, круг-

лыми или прямоугольными. Септики применяются в малых канализациях, обслуживающих не более 500 чел. (группа зданий).

6. Двухъярусные отстойники обеспечивают выпадение осадка в проточном верхнем ярусе (желобах) и его перегнивание в нижнем ярусе (непроточном) в течение 1 : 7 месяцев в зависимости от средне-зимней температуры сточных вод.
7. Преаэраторы, в которых осуществляется предварительная аэрация сточных вод до поступления на первичный отстойник; их устанавливают в подводящих каналах, в отдельных резервуарах или в самих отстойниках (биокоагуляторах).
8. Биокоагуляторы и осветлители. Их рекомендуют применять при наличии примесей производственных сточных вод, оказывающих неблагоприятное влияние на процессы биологической очистки и эксплуатацию последующих сооружений. Биокоагуляторы и осветлители сооружают совмещенными с отстойниками вертикального типа.

Технические характеристики указанных видов оборудования приведены в [4, 6].

Для очистки производственных сточных вод, содержащих всплывающие примеси, применяются преимущественно отстаивание и отстаивание с фильтрованием. Но вначале для задержания крупных веществ применяют решетки, для более мелких — сита. Их устанавливают самостоятельно или включают в конструкцию отстойников, аналогичную применяемой для очистки бытовых сточных вод. Для очистки сточных вод, содержащих нефть и нефтепродукты, применяются сооружения, называемые нефтеловушками [4, 6, 21].

Сооружения для обработки осадка сточных вод

Сточные воды, поступающие на очистные сооружения канализаций городов и промышленных предприятий, весьма разнообразны по составу содержащихся в них загрязнений. В результате механической, химической, механохимической или биологической очистки сточных вод эти загрязнения задерживаются очистными сооружениями, образуя различного рода осадки.

В практике очистки городских сточных вод различают следующие виды осадков: сырой осадок, выпадающий в первичных отстойниках; активный ил, задерживаемый во вторичных отстойниках после био-

логической очистки; осадок первичных отстойников, сброженный в метантенках, двухъярусных отстойниках; активный ил, сброженный в метантенках; сброженная смесь осадка первичных отстойников и активного ила.

На очистных сооружениях промышленных предприятий образуются осадки, различные по химическому составу и физическим свойствам. Одни из них состоят в основном из минеральных веществ, содержат относительно мало воды, которую в большинстве случаев легко отдают при обезвоживании. Осадки, состоящие в основном из органических веществ, имеют высокую начальную влажность, плохо отдают влагу при подсушивании и, как правило, быстро загнивают.

Основным этапом обработки осадков всех видов является их обезвоживание, причем для минеральных осадков — это единственный и конечный этап, для органических — промежуточный. В одних случаях обезвоживанию предшествует химическая обработка осадков (коагулирование) или сбраживание, в других — производится последующая термическая сушка обезвоженного осадка.

Особо сложной нередко оказывается обработка осадков, образующихся при совместной очистке бытовых и производственных сточных вод. При выборе способа обезвоживания (подсушивание на иловых площадках, вакуум-фильтрация, центрифугирование, фильтр-прессование) учитываются количество осадка и способность отдавать воду, а также местные условия (наличие свободной территории и санитарная обстановка).

Для сбраживания осадков городских стоков применяют следующие сооружения: 1) гнилостные резервуары (септики); 2) двухъярусные отстойники; 3) осветлители-перегниватели; 4) метантенки. Для обезвоживания сброженного осадка применяют иловые площадки, вакуум-фильтры, фильтр-прессы, центрифуги, иногда с термической сушкой.

Основной задачей обработки осадков является получение безопасного в санитарном отношении и транспортабельного продукта, который во многих случаях можно было бы использовать в сельском хозяйстве для удобрения.

Технические характеристики перечисленных видов оборудования см. в [4, 6, 21, 22]. При очистке производственных сточных вод применяются и другие схемы, а также специальные установки для очистки и регенерации загрязняющих веществ.

3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ, КАНАЛИЗАЦИИ И ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ

3.1. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОДОПРОВОДА

Эксплуатацию наружного водопровода, обслуживающего населенный пункт и предприятия, расположенные на его территории, осуществляют городские и прочие местные коммунальные организации, а также водоканализационные компании. Эксплуатация и ремонт водопровода на предприятиях поручается специально обученному персоналу под руководством инженера или техника.

Обслуживающий персонал должен обеспечить нормальную работу водозаборных и очистных сооружений, насосных станций, трубопроводов и арматуры, регулярный осмотр сооружений, предупреждение аварии и быструю ликвидацию их в случае возникновения.

При обслуживании водопроводных сетей и сооружений необходимо соблюдать требования «Правил техники безопасности при эксплуатации водопроводных и канализационных сооружений и сетей». Правильно налаженная служба эксплуатации гарантирует бесперебойное снабжение объекта необходимым количеством воды требуемого качества и при определенном давлении. На эксплуатацию сооружений с учетом местных условий должны быть составлены инструкции.

На открытых источниках водоснабжения необходимо следить за уровнем и качеством воды, движением наносов, размывом берегов, санитарным состоянием источника водоснабжения и места водозабора.

Водозаборные устройства систематически очищают от наносов, мусора, скалывают в зимнее время лед. Арматуру (задвижки, затворы, клапаны) проверяют 1÷2 раза в год. На водозаборных устройствах хранят необходимый запас материалов на случай ликвидации аварий и проведения ремонта.

Артезианские скважины, которые принадлежат предприятию, должны иметь паспорта, в которых приводятся сведения о работе и состоянии скважин, авариях, проведенных ремонтах, результатах испытаний и приемо-сдаточные акты. В паспорт заносят геологические разрезы, данные буровых журналов, результаты пробных откачек и анализ воды.

Весной и осенью проверяют состояние скважины и установленного оборудования. Не реже одного раза в месяц берут пробу воды для химико-бактериального анализа.

Качество воды систематически проверяют в лабораторных условиях. Персонал должен следить за

дозировкой реагентов, наблюдать за уровнем воды в отстойниках, фильтрах и других резервуарах, вести записи в журнале дежурств, поддерживать связь с насосными станциями.

Все очистные сооружения раз в год освобождают от воды и очищают от скапливающегося осадка и наростов. После очистки поверхности резервуаров обрабатывают 5 %-ным раствором медного купороса.

Осмотр песчано-гравийных фильтров проводят 1÷2 раза в месяц перед промывкой и после промывки. При этом проверяют состояние фильтрующего слоя и решетчатого днища. Если заметна убыль песка, то необходимо добавить свежий, предварительно удалив верхний загрязненный слой толщиной 3÷5 см.

Все выходы и входы (лазы) в подземные резервуары и водонапорные башни должны быть плотно закрыты и запломбированы. Входить в резервуары разрешается только для их очистки или ремонта.

Все резервуары для воды и помещения насосных станций должны быть оборудованы системами вентиляции (в большинстве случаев естественной), за которыми необходимо вести наблюдение. Вентиляционные каналы и решетки, вытяжные шахты следует регулярно прочищать и ремонтировать.

Эксплуатация внутреннего водопровода. Внутренний водопровод принимают в эксплуатацию после гидравлических испытаний на герметичность давлением, превышающим рабочее на 0,5, но не более 1 МПа. Испытание оформляют актом.

В распоряжении обслуживающего персонала должны находиться рабочие чертежи внутреннего водопровода, сведения о расчетных расходах воды и давлениях на вводах и перед водоразборными точками, технические паспорта насосов и другого оборудования.

При эксплуатации внутреннего водопровода необходимо следить за исправностью кранов, задвижек, обратных клапанов, счетчиков, манометров, принимать меры против замерзания воды в трубах и возникновения гидравлических ударов при пользовании водоразборной арматурой; периодически проверять расходы воды и давления в наиболее удаленных или высоко расположенных точках водоразбора.

Проведение ремонтов фиксируют в журнале, в котором записывают причины аварий или неисправностей, дату ремонта или смены оборудования. В распоряжении слесарей-водопроводчиков должны быть запас труб разных диаметров и арматуры, прокладки, льняная пакля, сурик, герметики, необходимый инструмент.

Особое внимание обращают на устранение утечек воды. Даже при налаженном водоснабжении утечки и бесполезные расходы могут достигать 30 ÷ 50 % от всей подаваемой насосными станциями воды.

Утечки бывают скрытые, незаметные при визуальном осмотре, особенно при скрытой прокладке трубопроводов в толще пола, каналах, стенах, и видимые — через сальники и прокладки арматуры, муфтовые и фланцевые стыки, трещины в трубах.

Большие потери воды происходят вследствие износа уплотнительных прокладок в кранах и вентилях. Кроме того, неаккуратное пользование поливными шлангами, туалетными кранами, питьевыми установками также создает бесполезную трату воды. Утечки через неисправные, неплотно закрывающиеся краны и смесители достигают 1000 ÷ 1200 л/ч; утечки через смывные бачки — до 12 000 л/сут.

Образование конденсата на поверхности труб, по которым движется холодная вода, вызывает капель, трубы корродируют, появляются потеки на стенах, полах, строительные конструкции увлажняются и преждевременно разрушаются. Для предупреждения образования конденсата на трубы наносят теплоизоляцию или гидроизоляционные покрытия, а также, если это возможно, уменьшают влажность воздуха в помещении.

Водонапорные баки и другие резервуары необходимо периодически промывать, очищать от осадков и дезинфицировать.

Для предупреждения гидравлических ударов в системе необходимо применять арматуру, обеспечивающую плавное перекрытие потока воды. Для водопровода пригодна арматура шпиндельного типа (вентили). Пробковые краны устанавливать не рекомендуется.

Шум, свист, треск, гудение создаются разболтанными клапанами и золотниками в арматуре, а также при ее засорении и ослаблении креплений. В этом случае надо сменить изношенные детали, устранить засорение. Шум может быть из-за больших скоростей воды в трубах (более 3 м/с) и высоких давлений перед точками водоразбора. Для снижения скорости воды необходимо увеличить диаметр труб. Давление можно снизить установкой диафрагм.

Насосы и электродвигатели также могут создавать шум. Следует систематически проверять состояние крепления агрегатов к фундаментам, применять звукоизолирующие основания.

Для предотвращения образования накипи и предохранения от коррозии трубопроводов и резервуаров системы горячего водоснабжения следует использовать воду после соответствующей обработки (умягченную и не содержащую избыточного растворенного кислорода).

Приемка в эксплуатацию. Перед приемкой системы в эксплуатацию или после капитального ремонта ее необходимо тщательно осмотреть. В насосной проверяют: 1) прочность крепления насосов и ограждений к ним; 2) наличие и исправность маномет-

ров и обратных клапанов; 3) возможность полного открытия арматуры; 4) соответствие примененных материалов, арматуры и приборов запроектированным; 5) правильность уклонов и надежность крепления трубопроводов, отсутствие утечек через вентили, краны, смесители, смывные бачки и в местах прохода труб через межэтажные перекрытия.

Осмотр заканчивают пробным пуском насосов в действие для выявления их работоспособности: 1) достаточности развиваемого ими напора для подъема воды к наивысшим разборным точкам (при наименьшем напоре на вводе); 2) отсутствия шума и перегрева насосов или их электродвигателей; 3) погашения избыточного давления у мест водоразбора и др.

Трубопроводы, уложенные в блоках, бороздах и других недоступных для осмотра местах, испытывают до их заделки гидравлическим давлением на 10 кгс/см^2 ($9,81 \cdot 10^5 \text{ Па}$).

Испытание начинают с присоединения к водопроводной сети гидропресса и заполнения системы водой с одновременным исправлением мелких дефектов, устранением течей в сгонах, уплотнением сальников, подтяжкой арматуры и т. д. После заполнения водой всех трубопроводов из системы выпускают воздух, ослабляя пробки, временно установленные вместо арматуры у бачков на верхнем этаже. Затем при помощи гидравлического пресса в системе создают давление, равное рабочему, и устраняют выявленные дефекты. После этого давление увеличивают до испытательного, а через 10 мин. его снижают до рабочего. Если водопровод будет пущен в действие летом или осенью, то воду из системы не спускают. В зимнее время из него необходимо выпустить воду сразу же по окончании испытания, тщательно проверив все трубопроводы системы внутреннего водоснабжения. При приемке отремонтированной системы водоснабжения дополнительно сверяют фактически выполненный объем работ с объемом их по смете.

3.2. УСТРАНЕНИЕ НЕИСПРАВНОСТЕЙ ВОДОПРОВОДНЫХ СЕТЕЙ

Устранение неисправностей внутриквартирных (дворовых) сетей

Неплотности в чугунных трубопроводах дворовой сети наиболее часто происходят: 1) при нарушении раструбных соединений; 2) при образовании свищей в трубах под действием блуждающих электрических токов; 3) при трещинах и поломках труб.

Если при сборке чугунных труб раструбы их для ускорения заделки стыков были подняты и оставлены на кирпичных подкладках, то под тяжестью грунта и проезжающего автомобильного транспорта трубы могут быть раздавлены. Это может произойти также,

если трубы были уложены без «постели» на насыпной грунт или при последующей его осадке.

Образовавшиеся в трубах свищи диаметром 10 мм и более рассверливают и нарезают метчиком, а затем в отверстие ввинчивают нарезанную той же резьбой пробку. Отремонтированные этим способом участки покрывают битумом.

Водопроводные трубы из стали интенсивно подвергаются коррозии под действием блуждающих электрических токов, агрессивных грунтовых вод или протравливающих свойств грунта, окружающего трубу. Защитой стальных труб от коррозии является хорошая их гидроизоляция.

Об утечке воды через образовавшиеся неплотности в трубопроводе сигнализирует значительное увеличение расхода воды, определяемое по водомеру. Перед началом работ следует убедиться в исправности самого водомера. Иногда место утечки воды из дворового водопровода может быть обнаружено по внешним признакам: промоины грунта, просачивание воды через стенки канализационных колодцев, появление воды в подвале и т. д.

Если между отдельными корпусами домовладения есть запорная арматура (см. рис. 5.3.1), найти утечку в наружном водопроводе легко. Сначала отключают домовые сети всех трех зданий и трубопроводы дворовой сети (1 и 3), закрывая вентили (2, 4, 5). Если стрелки водомера (6) будут продолжать двигаться, то утечка произойдет на общем участке (7) дворовой сети. Если стрелки неподвижны, то закрывают все вентили на стояках третьего корпуса и открывают вентиль (4), тем самым проверяя отсутствие утечки на участке сети (3). Если этот участок исправен, то утечка происходит на участке 1, что проверяется открытием вен-

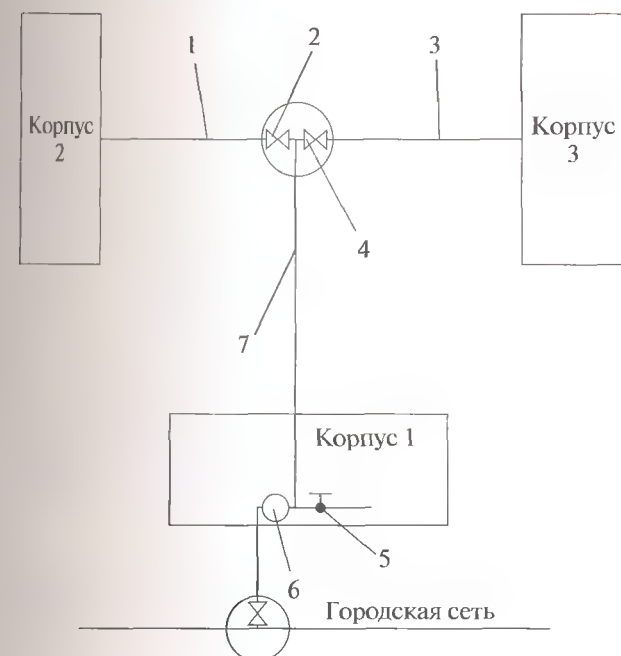


Рис. 5.3.1. Определение места утечки воды из труб дворовой водопроводной сети

тиля (2) при закрытых вентилях на стояках второго корпуса.

В последнее время в жилищном хозяйстве начинают применять специальные аппараты, которыми «прослушивают» дворовую водопроводную сеть; место утечки воды при этом узнают по шуму, производимому выходящей из трубы водой.

Не разрывая грунт, можно определять направление, по которому проходит трубопровод, с помощью высокочувствительного трассоискателя ВТР, состоящего из трех основных узлов: генератора низкой частоты (см. рис. 5.3.2), приемного устройства, смонтированного вместе с источником питания — щелочными аккумуляторами в футляре, и трассоискателя.

Работа трассоискателя основана на принципе индукции. Одну из клемм генератора присоединяют к находящейся на поверхности земли или в земле части какого-либо подземного сооружения (7), вторую клемму присоединяют к заземлителю (4), заглубленному в землю на 0,8–1 м и на расстоянии 10–20 м от места подключения первой клеммы. Создающееся электромагнитное поле улавливается трассоискателем (1), а величина его определяется измерительным прибором (3) и одновременно звуковым сигналом, воспринимаемым наушниками (2). Приемное устройство имеет фильтр для отстройки от помех, создаваемых силовыми кабелями, проходящими вблизи или параллельно трассе. Точность определения места нахождения трубопровода с помощью трассоискателя достигает 10 см при глубине заложения 2 м.

Утечка воды происходит также через сальники задвижек, установленных вблизи насосов и в дворовой сети; в таких случаях сальник задвижки добавляют или заменяют, для чего требуется закрыть последнюю, и снабжение здания водой временно прекратить. Эту операцию можно производить и без закрытия задвижки, если на стержень ее червячного винта (под крышкой задвижки) надеть резиновое кольцо. Перед ремонтом сальника задвижку открывают до отказа, при этом диски плотно прижмут кольца к сальниковому гнезду и поступление воды в сальник прекратится. Кольца выполняют из листовой резины толщиной 12:15 мм и устанавливают во время ремонта задвижки.

Замерзание водопроводной линии может произойти, если трубопровод проложен выше глубины промерзания грунта и люки дворовых колодцев не утеплены или открыты. После того как замерзший участок найден, грунт отогрет и разрыт, трубопровод отогревают, и если в нем есть образовавшаяся при замерзании воды трещина, неисправную трубу заменяют новой. Затем замерзший участок утепляют; чугунные трубы — сухим торфом, просеянным шлаком, керамзитом, опилками; стальные — теми же материалами (кроме шлака). Предварительно трубу засыпают слоем сухого песка толщиной 20÷30 см.

Во всех колодцах на зимний период устанавливают вторые деревянные крышки, которые засыпают опилками или шлаком.

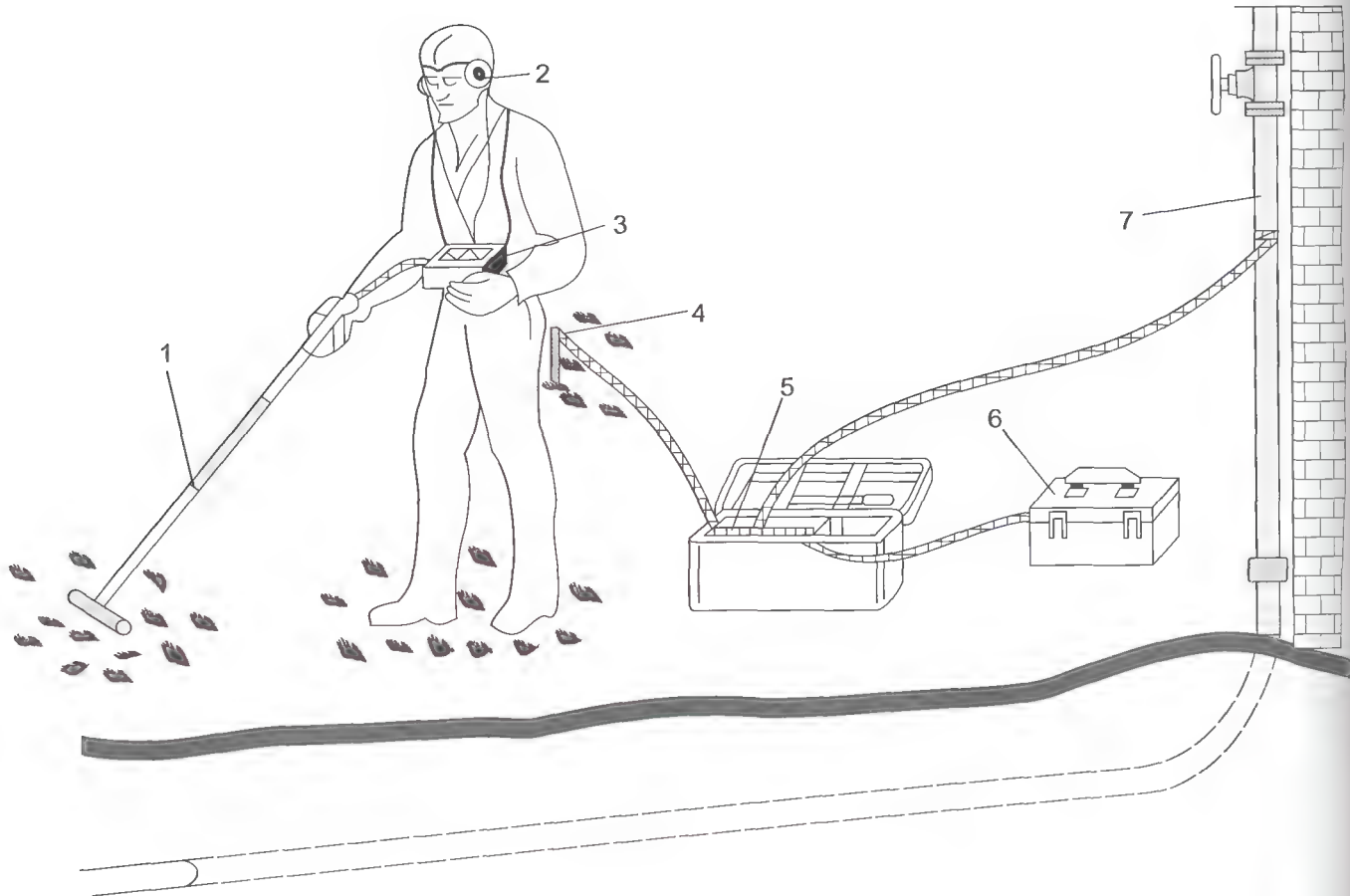


Рис. 5.3.2. Определение места утечки воды с помощью трассоискателя ВТР:

1 — трассоискатель; 2 — наушники; 3 — измерительный прибор; 4 — заземлитель; 5 — генератор; 6 — аккумулятор; 7 — подземное сооружение

Устранение неисправностей внутренних трубопроводов и арматуры

Неплотности трубопроводов и арматуры.

Одной из основных причин неплотностей в трубопроводах является коррозия труб. Чаще всего коррозия наблюдается в оцинкованных трубах: 1) при плохом качестве оцинковки; 2) в местах глухой заделки труб в бетонные перекрытия без гильз; 3) в магистральных трубах, проложенных под полами или в каналах подвалов. В последнем случае утечка воды через неплотности трубопроводов особенно опасна, так как ее трудно заметить вовремя, а это может привести к разрушению фундамента здания. Чтобы обнаружить такую утечку, ночью отключают все стояки водопровода и поочередно прослушивают каждый из них обрезком трубы, который прикладывают к стояку, и определяют тот, у которого шум вытекающей воды сильнее. Если утечка воды привела к затоплению подвала, то компрессором или баллоном со сжатым воздухом (1) можно найти место утечки без предварительной осушки подвала (см. рис. 5.3.3). Сжатый воздух по шлангу (2) через контрольный кран (4) поступает в сеть и будет выходить наружу через неплотность.

Утечка воды из водоразборных кранов происходит из-за изношенности уплотнительной прокладки

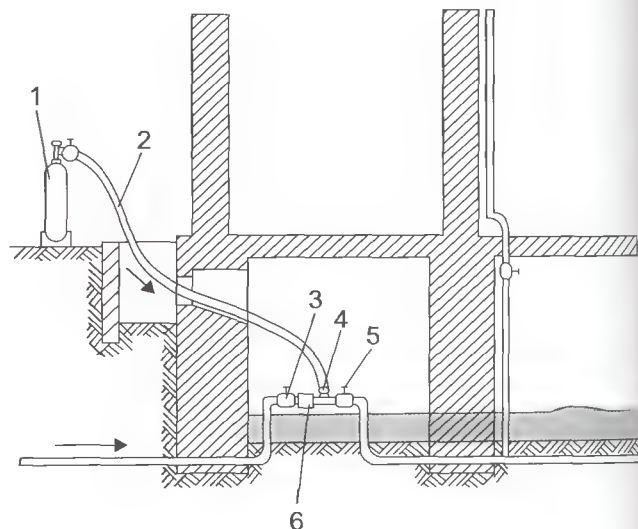


Рис. 5.3.3. Определение места утечки воды в затопленном подвале:

1 — баллон; 2 — шланг; 3 — городской вентиль;
4 — контрольный кран; 5 — домовый вентиль;
6 — водомер

под клапаном, плохой набивки сальника или если сработались нижние нитки нарезки шпинделя крана. Утечка воды из кранов-смесителей и туалетных кранов происходит по тем же причинам, что и в водоразборных кранах, а также при неплотностях между поворотной пробкой и корпусом крана, образовавшихся в результате длительной эксплуатации. Этот дефект устраняют притиркой поверхности пробки к корпусу.

Зарастание труб отложениями. В воде часто содержится большое количество солей и инородных тел, которые постепенно осаждаются на внутренней поверхности труб, сужая их сечение. Неоцинкованные трубы, кроме того, ржавеют. Отложения внутри труб не только препятствуют поступлению воды на верхние этажи, но и ухудшают ее качество. При малом количестве отложений в трубах промывают их отдельные участки сильной струей воды; увеличение скорости воды вымывает илистые и биологические отложения. Такое мероприятие целесообразно проводить один раз в четыре–семь лет.

«Заросшие» трубы можно очищать сжатым воздухом, поступающим из баллона, который присоединяется в нижней части стояка. Поступающая в стояк воздушная смесь бурлит и хорошо удаляет со стенок все отложения.

Очистка дает еще лучшие результаты, если предварительно перед началом работ в стояк ввести крупную поваренную соль, куски которой будут сдирать отложения со стенок. При этом скорость водовоздушной смеси должна достигать $2\div3$ м/с, давление подаваемого воздуха — не менее 7 кгс/см^2 ($68,6 \cdot 10^4$ Па) и расход его $5\div6 \text{ м}^3$ на 1 м^3 воды. Воздух подают в сеть периодически с перерывами в $1\div3$ мин. по трубе, на которой должен быть установлен не вентиль, а пробочный кран.

Замерзание воды во внутридомовых водопроводных сетях происходит, если до наступления зимы не были проведены мероприятия, обеспечивающие поддержание плюсовой температуры в холодных помещениях, где проложен водопровод, т. е. не были закрыты слуховые окна на чердаке (при верхней разводке водопровода), не заделаны отдушины в цоколе здания, не утеплены подвальные помещения и неотапливаемые кухни, если не изолированы трубопроводы в холодных помещениях (на чердаках, в подвалах и пристройках). В этих местах трубы изолируют двумя слоями войлока или минеральной ваты, после чего их заключают в деревянные короба с опилками, смоченными известковым раствором. На зиму от водопровода отключают все временные поводки для поливки тротуаров и мостовых к ларькам, сатураторам и т. д.

Отогрев участков водопровода производят аналогично отоплению систем отопления.

Шум в трубопроводах происходит:

1. При движении воды по трубам со скоростью большей, чем расчетная величина, из-за утечек ее через краны и смывные бачки; с устранением утечек прекращается шум.
2. При сужении внутреннего сечения трубы в местах, где отслоилась оцинковка или слой стали; шум устраняется сменой дефектного участка.

3. Из-за вибрации незакрепленных к конструкции здания труб.
4. Из-за вибрации уплотнения в вентилях, кранах и смывных бачках: шум возникает, если прокладка изношенная, слишком мягкая или толстая и если между штоком крана и гнездом большой зазор. В смывных бачках шум происходит из-за вибрации диафрагмы поплавкового клапана в результате чрезмерной мягкости ее или большого давления воды перед бачком. Для устранения шума заменяют диафрагму на более жесткую или на латунную шайбу диаметром $23,5 \times 16,5$ мм и толщиной 1 мм. Шум может быть значительно уменьшен, если при увеличенном напоре во внутренней сети прикрыть задвижки на вводе или на ответвлениях от магистрали.
5. При неправильном устройстве фундаментов под насосами.
6. При глухой заделке трубопровода в стене дома; в местах пересечения со стенами и перекрытиями трубы необходимо заключать в гильзы из труб большего диаметра или кровельной стали.
7. Из-за вибрации вентильных золотников в водоразборных кранах, что можно устранить, установив под золотником кольца из медной проволоки.

Вода не поступает к водоразборным точкам. Если вода не поступает в дневное время к водоразборным точкам, находящимся на верхних этажах, то причинами этого являются:

1. Недостаточное давление в местах присоединения домового водопровода к городской сети в дневное время; в этом случае устанавливают насос, повышающий давление во внутридомовом водопроводе до нормального.
2. Загрязнение сетки водомера (ее необходимо прочистить).
3. Установка водомера малого калибра, создающего большое сопротивление (проверяется по заявке потребляющей воду организации водоснабжающей организацией); при необходимости заменяют водомер на новый — большего диаметра.
4. Уменьшение сечения труб из-за отложений в них. Это проверяется пробной разборкой трубопровода в двух-трех местах. Засоры чаще всего обнаруживаются в угольниках, вентилях, тройниках и крестовинах. Их прочищают, удаляют засоры, посторонние предметы и мусор.
5. Значительный расход воды на нижних этажах. В этом случае следует ограничить расход воды, установив в муфте крана между торцами подающей трубы и шейки крана ограничительную шайбу с отверстием, имеющим диаметр $5\div8$ мм.

Если вода не поступает к водоразборным точкам верхних этажей круглосуточно, то помимо указанных причин может быть неисправен обратный клапан, находящийся на обводной линии насоса. Клапан надо очистить от наслоений и притереть его золотник к гнезду. Если вода не поступает в водоразборные точки одного стояка, то в его начале может быть засор.

Устранение избыточных потерь воды в зданиях

Избыточные потери воды в зданиях в настоящее время весьма велики. Большую экономию воды получают заменой в санузлах обычных кранов на туалетные. Они расходуют воды в три раза меньше. Большие потери воды происходят и вследствие резких колебаний напоров в водопроводной городской сети (ночью оно повышается на 2 кгс/см^2 ($19,6 \cdot 10^4 \text{ Па}$) и более). В результате этих колебаний разрегулируется и становится неплотной арматура смывных бачков и повышается сверх расчетного расход воды через краны и другую водоразборную арматуру. Перерасход воды происходит через эту же арматуру в нижних этажах здания, где напор наиболее высок. Следовательно, устранить избыточные напоры в домовом водопроводе возможно только путем одновременно выполняемой централизованной (на все здания) и поэтажной стабилизации этого напора.

Для централизованной стабилизации напора воды промышленность выпускает мембранные регуляторы давления типа 25ч 10нж и др. Они поддерживают неизменным расчетный напор на вводе и отключают регулируемую сеть от наружной сети при отсутствии расхода воды.

Поэтажную стабилизацию напора осуществляют тремя способами: 1) установкой диафрагм в подводках к водоразборной арматуре; 2) установкой ограничивающих гаек на шпинделях водоразборной арматуры или вентилей и 3) установкой на квартирных водопроводных вводах регуляторов напора.

В настоящее время считают целесообразным в зданиях высотой до 20 м ограничиваться только централизованной стабилизацией напора, при высоте 20÷40 м — устанавливать стабилизатор напора на вводе (за водомерным узлом) и диафрагмы на подводках (взамен диафрагм можно устанавливать гайки на шпинделях арматуры). При высоте здания более 40 м наибольший эффект дает установка квартирных стабилизаторов.

Выбор стабилизатора напора для вводов производят исходя из минимального избыточного давления, наблюдаемого на вводе в данное здание, и суточного расхода воды в нем (по показаниям водомера). Регулятор типа 25ч 10нж можно подбирать по табл. 5.3.1.

Избыточное давление определяют как разность максимального и минимального напора на вводе. Если избыточное давление больше 1 кгс/см^2 ($9,8 \cdot 10^4 \text{ Па}$), то подбор стабилизатора и его регулировку производят так, чтобы потери напора при полном открытии его клапана были не более 1 кгс/см^2 ($9,8 \cdot 10^4 \text{ Па}$), а остаточный напор гасят за счет увеличения гидравлического сопротивления стабилизатора, при изменении положения его золотника во время работы.

Диафрагмы изготовляют толщиной 2÷5 мм из листового латуни или нержавеющей стали (устанавливать диафрагмы в подводках к арматуре газовых водонагревателей не разрешается). В случае ухудшения подачи воды в арматуре, перед которой установлена диафрагма, ее прочищают. Величина диаметра отверстия

Подбор стабилизатора напора типа 25ч 10нж

Избыточное давление, кгс/см^2 (Па)	Расход воды, $\text{м}^3/\text{сут.}$	Диаметр стабилизатора, мм
0,3 ($29,4 \cdot 10^3$)	До 160	50
	160÷480	80
	480÷700	100
0,5 ($49 \cdot 10^3$)	До 200	50
	200÷500	80
	500÷800	100
0,8 ($73,4 \cdot 10^3$)	До 280	50
	280÷780	80
1,0 ($9,8 \cdot 10^4$)	До 310	50
	310÷800	80

диафрагмы зависит от минимального напора на вводе, типа обслуживаемого арматурой санитарного прибора и этажа, на котором последний находится.

Хорошую стабилизацию напора создает регулирование степени подъема шпинделей водоразборной арматуры и вентилей на вводах в квартиры. Ограничителями хода шпинделя в обоих случаях являются две бронзовые гайки. Последовательность работы стабилизации напора регулированием степени подъема шпинделей следующая: сначала при помощи специального манометра определяют давление воды в арматуре, затем производят демонтаж вентиля или арматуры, навинчивают на шпиндель гайки, собирают вентиль и при помощи того же приспособления проверяют правильность расположения гаек. Если вода продолжает поступать из арматуры с чрезмерно большим напором и, следовательно, с увеличенным расходом, то все операции повторяют с дополнительным ограничением подъема шпинделя.

Наибольшего эффекта стабилизации достигают, если ее производят комбинированно: на вводе в здание, на вводах в квартиры и у крана. Результаты такой комбинированной регулировки водоразборных кранов в девятиэтажном московском здании приведены в табл. 5.3.2.

Задача регулирования заключалась в том, чтобы максимально приблизить расход воды через краны к нормативной его величине — 0,2 л/с. Однако при резких колебаниях напора на вводе лучшие результаты обеспечивают квартирные регуляторы напора [12]. Принцип их действия следующий: при повышении давления в камере за загруженным золотником регулятора мембрана прогибается вверх, и связанный с нею золотник прикрывает проходные отверстия, в результате чего доступ воды в сеть за регулятором уменьшается. Если давление за регулятором снизится, золотник опустится, доступ воды в сеть увеличится и давление возрастет. Регулятор снабжен вентильной головкой, что дает возможность применять его вместо квартирного вентиля.

Результаты комбинированного регулирования расхода воды через краны

Этаж, на котором находится кран	Свободный напор у крана, кгс/см ² , ($\cdot 10^3$ Па)	Фактический расход при установке стабилизатора на вводе, л/с	При установке регулируемого вентиля на квартирном вводе		При установке регулируемой арматуры	
			Частота вращения шпинделя, об/мин	Расход воды, л/с	Частота вращения шпинделя, об/мин	Расход воды, л/с
9	0,3 ($29,4 \cdot 10^3$)	0,26	Полное открытие		1	0,21
8	0,6 ($58,8 \cdot 10^3$)	0,36	То же		0	0,25
7	0,9 ($88,2 \cdot 10^3$)	0,45	»		0,25	0,23
6	1,2 ($117,6 \cdot 10^3$)	0,52	»		0,25	0,26
5	1,5 ($147 \cdot 10^3$)	0,58	2	0,46	0,25	0,24
4	1,8 ($176,4 \cdot 10^3$)	0,64	1	0,45	0,25	0,23
3	2,1 ($205,8 \cdot 10^3$)	0,70	1	0,49	0,25	0,25
2	2,4 ($235,2 \cdot 10^3$)	0,76	3/4	0,46	0,25	0,24
1	2,7 ($264,6 \cdot 10^3$)	0,81	3/4	0,48	0,25	0,23

Стабилизация напора воды в зданиях обеспечит весьма большую ее экономию.

По данным табл. 5.3.2. можно сделать вывод, что в результате комбинированного регулирования расхода воды через краны он практически может стать одинаковым для кранов, находящихся на различных этажах.

3.3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ КАНАЛИЗАЦИИ

Служба эксплуатации, ее задачи и организация. Эксплуатацию канализационных сооружений в городах и поселках осуществляют производственно-эксплуатационные подразделения компаний РАО «Регион-водоканал» (региональный, городской и муниципальный уровень), службы местных органов управления. На уровне последних в настоящее время действуют дирекции единого заказчика (ДЕЗ), обеспечивающие выполнение работ через ремонтно-эксплуатационные управления (РЭУ). Ранее эти функции выполняли жилищно-эксплуатационные конторы (ЖЭК) или дирекции эксплуатации зданий (ДЭЗ), привлекавшие к выполнению работ ремонтно-строительные управления (РСУ) на договорной основе или имевшие свой ремонтно-эксплуатационный персонал. В зависимости от протяженности сети, числа насосных станций и мощности очистных сооружений могут быть организованы службы канализационной сети, насосных станций и очистных сооружений.

При эксплуатации канализационных сооружений следует руководствоваться Водным кодексом РФ «Правилами технической эксплуатации водопроводов и канализаций» Водоканала. В соответствии с этими

правилами для эксплуатации наружной сети организуют эксплуатационные участки. В крупных городах участок обслуживает сеть протяженностью до 100÷150 км, в средних городах — до 50 км, в небольших поселках — до 20 км. Количество рабочих и служащих, обслуживающих участок, может быть подсчитано путем деления величины протяженности сети и коллекторов (в км) на 1,5 или 2 (при этом число производственных рабочих составляет около 65 % от общей численности персонала). При канализационных участках организуют диспетчерскую службу с круглосуточным дежурством, через которую вызывают канализационные аварийные бригады.

Эксплуатацию бытовой и производственной канализации на территории промышленного предприятия осуществляют цехи или службы водоснабжения и канализации, имеющие эксплуатационных и ремонтных рабочих, которыми руководят мастера и бригадиры.

Эксплуатационный штат проводит наружный и технический осмотры; профилактическую прочистку и текущий ремонт сети; ликвидацию засорений; наблюдение за правильностью использования канализации абонентами; согласование проектов, наблюдение за строительством и приемку в эксплуатацию абонентских сетей, а также сетей, передаваемых на баланс специализированной фирме; составление технических паспортов сети.

В техническом паспорте отдельных участков канализационной сети наносят схему сети с указанием длины, диаметров, уклонов, назначают категорию сети по трудности эксплуатации, наполнение в трубах по годам и записывают даты технических осмотров, профилактических прочисток и устранения засорений.

Разбивка канализационной сети по категориям производится в соответствии с ее техническим состоянием и режимом работы.

Основная задача правильной эксплуатации канализации — добиться бесперебойной работы всех сооружений с высокими количественными и качественными показателями, а в случае аварии — устранение неисправностей в кратчайшие сроки. Одним из важных условий нормальной эксплуатации является своевременное проведение планово-предупредительного ремонта объектов канализации.

Снижение себестоимости отведения и очистки сточных вод можно лишь при хорошей организации труда, механизации и автоматизации производственных процессов, борьбе с непроизводительными расходами, совершенствовании оборудования канализационных сооружений, внедрении новой техники.

Основные правила технической эксплуатации очистных сооружений. Эксплуатацией очистных сооружений города или населенного пункта ведают те же производственно-эксплуатационные структуры и службы, которые отвечают за эксплуатацию всей канализационной системы. Очистные сооружения производственной канализации находятся в ведении главного инженера или главного механика предприятия и обслуживаются специальным штатом.

Структура управления самой очистной станции зависит от производительности, состава сооружений, степени автоматизации и механизации производственных процессов. Для назначения количества обслуживающего административно-технического персонала очистные станции делят по производительности на следующие (в тыс. м³/сут): менее 2; от 2 до 15; от 15 до 30; от 30 до 60; от 60 до 100; от 100 и более. Количество персонала на станции определяется требуемым количеством круглосуточных или сменных рабочих постов.

Для нормальной эксплуатации очистных сооружений требуется поддержание оптимального режима их работы, надлежащий технический уход за ними и регулярный контроль за процессом очистки сточных вод. Нормальную работу очистных сооружений могут нарушить: 1) перегрузка отдельных сооружений или всей станции в целом по количеству сточных вод; 2) несоответствие состава поступающих сточных вод проектному (содержание больших концентраций токсических и ядовитых веществ, способных вывести из строя сооружения биологической очистки); 3) перерыв в подаче электроэнергии; 4) весенний и осенний паводки, приводящие к затоплению всей станции или части сооружений; 5) несоблюдение правил эксплуатации сооружений и сроков плановых ремонтов.

Чтобы предотвратить перегрузки, нарушающие нормальный режим работы отдельных сооружений, необходимо установить систематический контроль за количественными и качественными показателями состава сточных вод, поступающих на очистку. Если очистные сооружения работают с постоянной перегрузкой, то необходимо поставить вопрос перед вышестоящими организациями об их расширении, а так-

же перед санитарно-эпидемиологической станцией — по принадлежности.

Эксплуатация очистных сооружений должна производиться в соответствии с «Правилами технической эксплуатации водопроводов и канализаций», а также «Рекомендациями по приему, пуску и эксплуатации станций биохимической очистки промышленных сточных вод» ВНИИ ВОДГЕО и инструкциями по эксплуатации очистных сооружений промышленных предприятий.

Нормальная работа очистной станции может быть обеспечена при условии постоянного контроля, при котором определяют: количество сточных вод и качество их очистки; расход коагулянтов и реагентов, их концентрацию; расход воздуха, пара, электроэнергии; количество осадка, активного ила. Количество сточной воды должно замеряться с помощью измерительных устройств с самопишущими приборами. Расход сточных вод обычно измеряют с помощью шибров, мерных бачков или водосливов. При отсутствии измерительных приспособлений расход сточных вод определяют по производительности насоса и продолжительности его работы.

Расход воздуха и растворов реагентов и коагулянтов измеряют с помощью ротаметров. Расход пара и воздуха — по данным показывающих или суммирующих дифманометров, расходомеров.

Эффект работы станции и отдельных ее сооружений определяют, сравнивая состав сточных вод до поступления на данное очистное сооружение и после выхода воды из него. Качество очистки контролирует лаборатория очистных сооружений. Периодичность и места отбора проб, а также показатели качества сточных вод, подлежащие определению, устанавливают в каждом конкретном случае по согласованию с местными органами санитарного надзора и руководствуются «Унифицированными методами анализа вод», а также указаниями по анализу производственных сточных вод отрасли или головной фирмы.

Регулярное сопоставление результатов анализов поступающих на очистные сооружения и прошедших через них сточных вод дает возможность оценить эффективность работы этих сооружений, вовремя установить отклонения от заданного режима и принять меры к устранению возникающих неполадок.

Анализу подвергается среднесуточная проба сточных вод, отбираемая с помощью автоматических пробоотборников. При ручном отборе пробы берутся через каждый час и смешиваются пропорционально расходу сточных вод. Полный анализ сточных вод производится 2–3 раза в месяц.

Контроль очистки производственных сточных вод от взвешенных веществ и характерного для данных стоков загрязнителя на отдельных сооружениях осуществляется ежедневно.

Персонал обязан хорошо знать условия эксплуатации канализационных сооружений и сетей, быть осведомленным о возможных опасностях и специальных мерах по предупреждению несчастных случаев.

Каждый работник должен пройти обязательный минимум, изучить безопасные методы труда в соответствии с правилами техники безопасности и производственной санитарии и сдать испытания по технике безопасности. Ответственность за проведение необходимых мероприятий непосредственно на месте несут бригадир или мастер, под чьим руководством ведутся работы. Ответственность за соблюдение правил техники безопасности несут также руководители отделов.

Согласно «Основам водного законодательства», должностные лица и ответственные за эксплуатацию очистных сооружений несут материальную или уголовную ответственность за загрязнение и засорение водоемов, ввод в эксплуатацию предприятий, коммунальных и других объектов без сооружений и устройств, предотвращающих загрязнение и засорение вод или вредное воздействие на них.

Эксплуатация внутренней канализации. Эксплуатация системы канализации предприятия осуществляется специально обученным персоналом и должна производиться в соответствии с «Рекомендациями по эксплуатации канализационных сетей и очистных сооружений предприятий».

При приемке канализационной системы в эксплуатацию проверяют правильность и качество монтажа; основное внимание обращают на то, чтобы установленное оборудование соответствовало оборудованию, предусмотренному проектом, а также на размеры и уклоны трубопроводов.

Осмотр, профилактические мероприятия и ремонт производят в определенные сроки, с учетом местных условий. Персонал, обслуживающий систему канализации, проверяет техническое состояние всех элементов системы для своевременного выявления неисправностей и их устранения, производит профилактическую прочистку и промывку сети, устраняет засорения в трубопроводах, производит текущий и капитальный ремонт и ликвидирует аварии, осуществляет ведение технической документации и контролирует состав загрязнений сточных вод. Засорения в трубопроводах устраняют, используя ревизии и специальные прочистки с пробками, которые монтируются на трубах. Решетки трапов регулярно прочищают и дезинфицируют 5 %-ным раствором хлорной извести.

При эксплуатации необходимо проверять герметичность стыков канализационных трубопроводов, особенно подвешенных к перекрытиям, и стояков. При появлении течи принимают меры к их устранению.

Цеховые решетки, песколовки, отстойники, нефтеловушки, навозоуловители, жиросушители, дезинфекторы находятся под постоянным контролем и наблюдением. Периодически их прочищают, исправляют повреждения и промывают с последующей дезинфекцией.

Эксплуатация наружной канализации. Служба эксплуатации наблюдает за дворовой наружной канализацией и дворовыми очистными сооружениями. Городская канализационная система обслуживается техническим персоналом специальных управлений и трестов, которые находятся в ведении городских органов управления. Технический персонал имеет в своем распоря-

жении механизмы, транспорт, инструмент, материалы для проведения профилактических мероприятий и ремонта.

Дворовую сеть и сооружения периодически осматривают. Осмотр сети и колодцев бывает наружным (с поверхности) и техническим (глубоким, со спуском в колодцы).

Наружный осмотр проводит бригада в составе не менее двух человек (бригадир, или старший рабочий, и слесарь) по графику, не реже одного раза в месяц. При наружном осмотре очищают люки колодцев от мусора и снега, открывают колодцы и визуально проверяют техническое состояние и выявляют возможные засорения. Результаты осмотра записывают в специальный журнал.

Технический осмотр обязана проводить бригада в составе не менее трех человек. При этом необходимо строго соблюдать требования «Правил техники безопасности при эксплуатации водопроводных и канализационных сооружений и сетей предприятий».

В колодцах, как правило, скапливаются ядовитые и взрывоопасные газы (сероводород, метан, аммиак, пары бензина), поэтому несоблюдение мер безопасности может привести к тяжелым несчастным случаям.

Технический осмотр и ремонтные работы в колодцах можно производить только после получения письменного распоряжения от лица, ответственного за техническое состояние и безопасное производство работ на водопроводно-канализационных магистралях.

Ремонтная бригада должна быть обеспечена предохранительным поясом, изолирующим шланговым противогазом (фильтрующие противогазы запрещены), двумя бензиновыми лампами ЛБВК. Кроме того, бригада должна иметь аккумуляторный фонарь напряжением не выше 12 В, ручной вентилятор для нагнетания свежего воздуха в колодец, оградительные знаки, крючок или лом для открывания крышек колодцев, аптечку и газоанализатор. Без наличия упомянутых средств работать в колодцах запрещается. Перед спуском в колодец надо проверить наличие в нем газа с помощью газоанализатора или лампы ЛБВК. Если в колодце имеется сероводород и метан, то пламя лампы уменьшается; при парах бензина и эфира пламя увеличивается, при углекислоте — гаснет. Строго запрещено производить проверку наличия газа по запаху или бросанием в колодец горящих предметов.

После проветривания колодца надо вторично произвести проверку. Независимо от результатов проверки запрещается спускаться в колодец и работать в нем без предохранительного (спасательного) пояса и лампы ЛБВК.

Для промывки трубопроводов закрывают выходное отверстие трубы и накапливают сточную воду. Иногда для промывки используют водопроводную воду.

После заполнения колодца на глубину 1–2 м запорное устройство открывают и сбрасывают воду в трубопровод. Вода с большой скоростью проходит по трубам и смывает скопившиеся осадки.

Трубопроводы прочищают с помощью надувных резиновых мячей, защищенных от повреждения бре-

зентовым чехлом и сеткой из проволоки или веревки. Диаметр мяча должен быть на 50÷100 мм меньше диаметра трубы.

Мяч укрепляют на тросе, опускают через колодец в трубу и лебедкой регулируют скорость его движения в трубе. Так как мяч частично перекрывает сечение трубы, то создается подпор воды, которая с большой скоростью протекает через кольцевой зазор и размывает отложения. Скорость продвижения мяча до 5 м/мин. Для прочистки применяют также резиновые диски и мячи.

Образовавшиеся в трубах засоры устраняют пробивкой их гибкими валами, проволокой или штангами, а также подмывом водой. Засоры надо устранять немедленно, чтобы не затопить подвалы и территорию предприятия.

На конце гибкого вала укрепляют наконечник, который разрыхляет закупорку. Вал приводят во вращение с помощью электродвигателя или вручную. Проволоку применяют для пробивки засоров в трубах диаметром до 300 мм. Трубчатые штанги используют для пробивки более плотных засоров. Штанги из труб диаметром 15÷20 мм, длиной 0,7÷0,9 м с резьбами на концах вводят в трубопровод из сухого колодца. На первой штанге укрепляют наконечник. Если штанга не достигает места засора, то ее удлиняют другой штангой, свинчивая их на муфтах. Подмыв засоров (размыв водой) производят из сухого колодца, подавая водопроводную воду под давлением по шлангу, вставленному в трубопровод.

Эксплуатация очистных сооружений. Выстроенные очистные сооружения принимает в эксплуатацию специальная комиссия, в состав которой входит представитель Государственной санитарной инспекции. После проверки монтажа выстроенных сооружений выдается разрешение на эксплуатацию.

Начальный период пуска в эксплуатацию является ответственным моментом, особенно для сооружений биологической очистки сточных вод, в которых должны быть созданы оптимальные условия для жизнедеятельности аэробных микроорганизмов.

Следует отметить, что при плохой наладке в пусковом периоде и неправильной эксплуатации даже идеально построенные очистные сооружения будут неэффективны. Необходимо отрегулировать количества поступающих на сооружения воды и воздуха, расход химических и биологических агентов, обеспечить соответствующую аэрацию помещений и сооружений, проводить систематические наблюдения за работой очистных сооружений.

Нормальная работа очистных сооружений обеспечивается при надлежащем уходе и постоянном контроле за ходом процессов очистки; качество очистки сточных вод должно быть не ниже установленных норм. К нарушению работы очистных сооружений ведут следующие причины:

- перегрузка сооружений при большом (не расчетном) расходе сточных вод или загрязнении;
- перемены в электроснабжении;

- нарушение сроков планово-предупредительных ремонтов;
 - нарушение обслуживающим персоналом правил технической эксплуатации и охраны труда.
- Обслуживающий персонал обязан:
- регистрировать суточное поступление сточных вод и изменение расхода воды по часам суток;
 - вести количественный учет осадков, активного ила, воздуха, пара и т. д.;
 - регистрировать результаты измерений и анализов в специальных журналах и ведомостях.

При эксплуатации решеток, песколовков, жироловов, грязеотстойников, бензомаслоуловителей основное внимание следует обращать на своевременное удаление задержанных примесей. Периодичность и способы очистки устанавливают исходя из местных условий (не реже одного раза в сутки). Из отстойников осадок выпускают, не прекращая подачи сточных вод, 1÷2 раза в сутки. При выпуске осадка через иловую трубу задвижку открывают постепенно, с тем чтобы осадок успевал сползти к входному отверстию трубы. Выпускаемый осадок должен иметь влажность 93÷94 %. При случайном засорении илопровода его прочищают через контрольный стояк. Скопившиеся плавающие примеси своевременно удаляют во избежание их выноса за пределы отстойника.

При эксплуатации двухъярусного отстойника (эмшера) надо внимательно следить за жизнедеятельностью микрофлоры. Осадок (ил) из эмшера выпускают по окончании кислого брожения, когда он созреет и приобретет черный оттенок и запах асфальта, – 1 раз в 8÷10 дней.

При нарушении процесса брожения необходимо опорожнить иловую камеру и заполнить ее целиком созревшим илом из других нормально работающих сооружений. Можно также выключить эмшер из эксплуатации, добавить известковое молоко, перемешать содержимое и некоторое время эмшер не нагружать.

Биологические фильтры перед пуском в работу промывают и загружают на 10÷15 % расчетной мощности, постепенно ее увеличивая. Биочиститель включают в нормальную эксплуатацию обычно в теплый период года примерно через 1 месяц после того, как на поверхности загрузочного материала созревает биологическая пленка.

Во время эксплуатации необходимо:

- обеспечивать равномерную загрузку как по расходу сточных вод, так и по концентрации органических веществ;
- следить за состоянием загрузочного материала и микрофлоры;
- подавать непрерывно воздух в толщу загрузочного материала.

Для поддержания нормальной работы аэротенков обслуживающий персонал обязан:

- наладить бесперебойную работу насосов и воздухоуловков;

■ регулировать подачу сточной воды и воздуха в количествах, обеспечивающих расчетный режим очистки;

■ контролировать содержание активного ила в аэротенке, следить за своевременным удалением излишков ила и возвратом его из вторичных отстойников для повторного использования.

Охрана почвы и водоемов. Мероприятия по охране почвы и водоемов следует предусматривать на стадии разработки технорабочего проекта, при строительстве и в процессе эксплуатации предприятий.

Площадку для строительства предприятия выбирают в соответствии с действующими законодательными актами и нормативными документами.

Размеры площадки определяют в соответствии с нормами застройки промышленных территорий с учетом максимального блокирования производственных зданий и сооружений. При этом предусматривают резерв площади, необходимый для расширения отдельных цехов и производств предприятия.

Для размещения предприятия необходимо использовать малопродуктивные земли; изымаемые участки сельскохозяйственных и лесных угодий должны быть минимальными. Плодородный слой почвы должен быть снят, сохранен и использован для восстановления (рекультивации) нарушенных земель, а также для нанесения его на соседние малопродуктивные сельскохозяйственные угодья.

При работе предприятий следует осуществлять мероприятия по сбору, удалению, переработке производственных и бытовых отходов и отбросов.

Производственные (технологические и канализационные) и бытовые отбросы, отходы, мусор наносят значительный ущерб санитарному состоянию почвы на территории предприятий, населенных пунктов и пригородных зон.

3.4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ И СИСТЕМ

Пуск насосов осуществляется в следующей последовательности: включение вакуум-насоса; включение электродвигателя насоса; отключение вакуум-насоса; открытие пусковой задвижки.

Во избежание возникновения кавитации насос следует устанавливать как можно ниже относительно свободного уровня жидкости в системе.

По той же причине, в случае необходимости, регулирование расхода следует производить краном (вентилем или задвижкой) на стороне высокого, а не низкого давления.

Остановка насоса: закрытие пусковой задвижки; выключение электродвигателя.

К приборам управления относятся:

а) монтажные контакторы (управляют электронагревателями);

б) реле (уровня, давления, времени, тока, напряжения), вакуум-реле, термическое реле и другие (дают импульсы команд аппаратам, включают или выключают основные агрегаты в последовательности, установленной в соответствии с необходимым режимом работы станции). Реле давления манометрическое показано на рис. 5.3.4.

Реле уровней могут быть: поплавковыми (см. рис. 5.3.5) и беспоплавковыми (манометрическое, сильфонное и диафрагмовое).

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации водопроводов и канализаций» проводятся наружные и технические осмотры канализационных сетей, по результатам которых назначается текущий или капитальный ремонт. Наружный осмотр заключается в регулярной проверке общего состояния и чистоты колодцев, а также исправности трассы. Технический осмотр бытовой канализации проводится не реже двух раз в год (весной и осенью), производственный — не реже одного раза в три месяца.

Осуществляет технический осмотр канализационной сети бригада не менее чем из трех человек во главе с бригадиром. Колодец обязательно осматривают изнутри, проверяют состояние его стен, перекрытий, очищают лоток и стены от грязи и мусора. При осмотре обращают внимание на правильность пользования канализацией в домах и на предприятиях и проверяют, не сбрасывают ли в канализацию воды, спуск которых запрещен (горячие воды с температурой выше 40 °С и воды, содержащие бензин, нефть, масла, жир).

В результате осмотра составляют дефектную ведомость и другие технические документы на производство текущего и капитального ремонта, а также принимают решение о времени промывки и прочистки

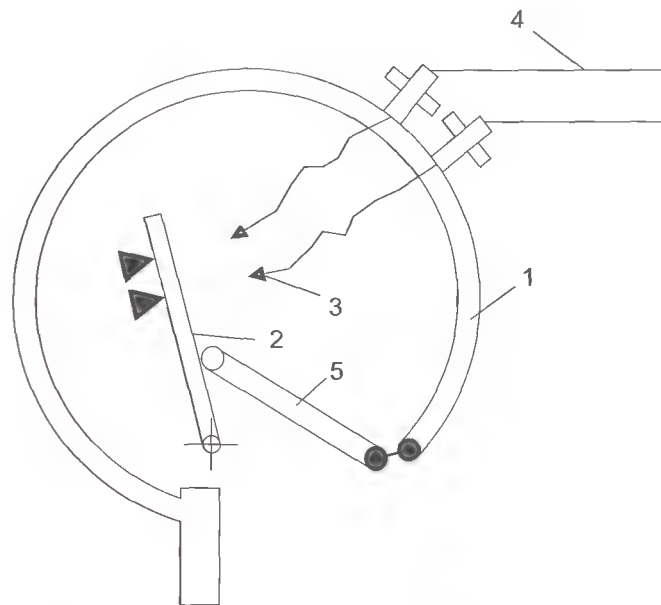


Рис. 5.3.4. Манометрическое реле давления:

1 — труба манометра; 2 — стрелка с контактами; 3 — включающий и выключающий контакт; 4 — провода электроцепи; 5 — рычаг

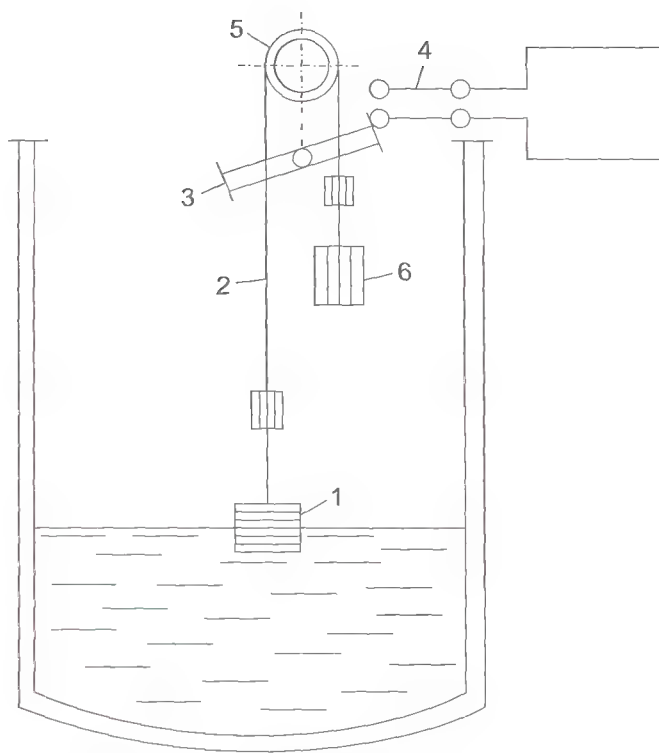


Рис. 5.3.5. Реле уровня с поплавком массой большей, чем противовес:

1 — поплавок; 2 — трос; 3 — рычаг переключателя; 4 — контактное устройство; 5 — ролик; 6 — противовес

сети. Профилактическую промывку и прочистку канализационной сети проводят в соответствии с планом работ — обычно один раз в год, а неблагоприятные участки — несколько раз в год. В состав бригады для промывки и очистки входят бригадир и 2÷3 рабочих.

Профилактическая промывка и прочистка сети может быть механическая и гидравлическая. Механическая прочистка заключается в удалении отложений из труб сети и коллекторов с помощью совков, скребков, щеток или иных средств, которые разрыхляют скопившийся осадок и сгребают его по течению. В исключительных случаях, когда сеть сильно загрязнена отложениями, применяют механическую очистку осушенным способом с освобождением сети от сточных вод.

Наилучший эффект очистки сети достигается гидравлической прочисткой плавающими мячами (шарами), а коллекторов — также цилиндрами. Мяч или цилиндр закрывают верхнюю часть трубы и оставляют свободным для движения воды лоток, где скапливаются осадки. При устранении засорений и прочистке труб диаметром 150÷450 мм в колодце устанавливают легкий металлический трубчатый выдвижной блок. Рама блока телескопическая, ее удлиняют выдвижением, а закрепляют чекой-болтом. Для труб диаметром более 450 мм блок применяют с усиленной ра-

мой. Коллекторы большого диаметра прочищают цилиндрами.

Механизированная промывка производится специальными машинами. За счет реактивного действия направленных назад струй воды снаряд быстро перемещается по трубопроводу против потока сточной жидкости, увлекая за собой шланг, сматываемый с барабана. После продвижения снаряда на длину очищаемого интервала включается привод барабана, который наматывает шланг и перемещает снаряд в обратном направлении. При этом струи высокого давления ($70\div 100 \text{ кгс/см}^2$) смывают отложения со стенок труб и осадки с лотка, которые потоком сточной жидкости и подаваемой водой уносятся вниз по течению.

Засоры канализационной сети ликвидируют в возможно короткие сроки. После прибытия бригады на место осматривают колодцы и определяют участок сети, на котором произошел засор. Способ ликвидации засора выбирают в зависимости от местных условий. В первую очередь шестом или вилами обследуют лоток и устье трубопровода в затопленном колодце и извлекают предметы, вызвавшие засор.

В интервале сети между колодцами засоры устраняют с помощью проволоки (для трубопроводов диаметром до 300 мм), штангами — для тяжелых засоров или промывкой струями высокого давления. Если ни одним из этих способов работу сети восстановить не удается, трубопровод перекалывают.

Бесперебойную работу канализационной сети при ликвидации аварий или ремонте обеспечивают перекачкой сточной жидкости в обход аварийного участка, и в редких случаях — с разрешения органов санитарного надзора сточные воды сбрасывают в водотоки или водоемы через аварийный выпуск.

Ремонт сети может быть текущим и капитальным. К текущему ремонту относится ликвидация мелких повреждений, вызывающих нарушение нормальной работы сети, — заделка свищей в колодцах, перекалка горловин колодцев, смена верхних и нижних крышек и люков и т. п. При ремонте лотков смотровых колодцев и перекалке труб сеть временно отключается из работы.

К капитальному ремонту относятся: разборка и перекалка труб, установка смотровых колодцев, а также другие работы, связанные с разрытием траншей. При капитальном ремонте временно прекращается работа канализационной сети на ремонтируемом участке. Чтобы предотвратить подтопление подвальных помещений, расположенных выше ремонтируемого участка, организуют временную перекачку сточной жидкости из верхнего колодца в нижний. Для перекачки жидкости применяют смонтированные на прицепной тележке центробежные канализационные насосы с приводом от двигателя внутреннего сгорания, при небольшом объеме сточных вод — механизированные диафрагмовые насосы с бензиновыми двигателями.

4. НОРМИРОВАНИЕ И РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ И ПРЕДПРИЯТИЙ. ВОДНЫЕ БАЛАНСЫ

4.1. НОРМЫ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ

Необходимое для каждого производства количество воды, а также образующихся отработавших вод устанавливается технологическим расчетом или принимается на основании передового опыта. Они могут быть приняты по действующим ведомственным технологическим или укрупненным нормам (например, нормы расхода воды на санитарно-бытовые нужды [включая ее расход на мытье полов, полив зеленых насаждений, территории предприятий, на противопожарные системы] приведены в СНиП 2.04.01-85* и 2.04.02-84*).

На ТЭС суммарный расход воды определяется в основном расходом на конденсацию пара, отработавшего в турбинах.

Максимальный расход охлаждающей воды в поверхностном конденсаторе агрегата составляет:

$$G_{\max} = D(h - ct), \quad (5.4.1)$$

где: D — расход пара на входе в конденсатор; h — энтальпия пара, c и t — удельная теплоемкость и температура конденсата.

Кроме того, вода расходуется на охлаждение выпара деаэраторов, воздуха, газов, масла в системах смазки подшипников вспомогательных механизмов и масляных систем автоматического регулирования турбогенераторов. Вода требуется также для восполнения потерь пара и конденсата как внутри электростанции и котельных, так и у внешних тепловых потребителей, т. е. на приготовление питательной воды котлов, паропреобразователей и испарителей с учетом собственных нужд химического цеха; на подпитку как закрытых, так и открытых систем теплоснабжения; на восполнение потерь охлаждающей воды в системах оборотного водоснабжения; на системы гидроудаления золы и шлаков. Наконец, вода расходуется на удовлетворение хозяйственных и бытовых нужд (питьевая вода, санузлы, душевые и пр.).

Величина перечисленных выше расходов воды зависит от назначения и типа электростанции или ко-

тельной, присоединенных к ним объектов, вида и количества сжигаемого топлива, типа и мощности установленного основного и вспомогательного котельного и турбинного оборудования, температуры воды, используемой для охлаждения, а также от условий эксплуатации оборудования.

Примерные данные для подсчета общей потребности конденсационной электростанции (КЭС) в воде при прямоточной системе водоснабжения приведены в табл. 5.4.1. За исходную величину принят часовой расход пара на турбину D , т/ч.

На теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) вода требуется, кроме того, на подпитку тепловых сетей $(0,05 \div 0,4) D$, и на питание котлов. Поэтому расход воды увеличивается до $0,3 D$ и больше. Следовательно, суммарный расход воды на конденсационную электростанцию (при работе по прямоточной системе водоснабжения) составляет $(55 \div 65) D$. Для конденсационной электростанции мощностью около 1 млн кВт этот расход составит $40 \div 50 \text{ м}^3/\text{с}$, что соответствует расходу воды, например Москвы-реки.

При оборотной системе водоснабжения на восполнение потери воды, охлаждающей конденсаторы турбин, требуется в зависимости от принятого способа охлаждения всего $(2 \div 3,5) D$. Остальные расходы воды будут теми же. Таким образом, суммарный расход воды при оборотном водоснабжении составит $(3 \div 5,5) D$, т. е. примерно в 12 ÷ 15 раз меньше, чем при прямоточном водоснабжении.

Таблица 5.4.1.

Ориентировочные расходы воды на КЭС

Наименование расхода воды	Количество расходуемой воды
На конденсацию отработавшего в турбине пара	$(50 \div 60) D$
На охлаждение масла турбоагрегата	$(2 \div 3) D$
На охлаждение подшипников вспомогательных механизмов (мельниц, вентиляторов, дымососов, насосов и др.)	$(0,1 \div 0,5) D$
На питание котлов	$(0,05 \div 0,1) D$
На гидрозолоудаление	$(1,0 \div 1,5) D$
На хозяйственные нужды	До $0,1 D$

* Указания по расчету испарения с водной поверхности водоемов. — М.: Гидрометеиздат, 1969. — с. 22

4.2. НОРМЫ И РЕЖИМ ВОДООТВЕДЕНИЯ. РАСЧЕТНЫЕ РАСХОДЫ

4.2.1. Нормы водоотведения и расчетное население

Поскольку канализация должна отвечать предъявляемым к ней требованиям в течение всего времени ее эксплуатации, она проектируется на определенный расчетный период. Расчетным периодом действия канализации называется промежуток времени, в течение которого она будет иметь необходимую пропускную способность и удовлетворять своему назначению без перестройки.

Для городов и рабочих поселков расчетный срок действия канализации определяется расчетным сроком застройки, который обычно принимается равным от 10 до 20 лет. Для крупных городов этот период может быть увеличен. Для промышленных предприятий расчетный срок действия канализации определяется полным развитием мощности предприятия.

При проектировании канализации необходимо знать расчетные расходы сточных вод, которые определяются заданным числом жителей на канализуемом объекте и количеством производственных сточных вод.

Кроме того, необходимо иметь данные о расчетном населении, т. е. о числе жителей, которое будет в канализуемом районе или городе к концу расчетного периода. Расчетное количество населения в соответствии с проектом планировки определяют для каждого периода развития канализации, подсчитывая по отдельным районам города, имеющим различный характер застройки кварталов и обычно разную плотность населения (т. е. число жителей, приходящихся на 1 га площади квартала, без включения площади улиц).

Зная плотность населения p и площадь кварталов F , можно найти расчетное население:

$$N = pF.$$

Нормы водоотведения, принимаемые при проектировании канализации, должны находиться в соответствии с нормами водопотребления, т. е. тем количеством воды, которое подается водопроводом на одного жителя в сутки. Нормы отведения бытовых сточных вод зависят от степени благоустройства и санитарно-технического оборудования зданий, а также от климатических и других местных условий и должны приниматься по СНиП 2.04.01-85*.

В приведенные нормы водоотведения включены все расходы на хозяйственно-питьевые нужды в жилых и общественных зданиях, за исключением больниц, санаториев, домов отдыха.

Количество сточных вод от местной промышленности, обслуживающей население, а также неучтен-

ные расходы могут быть приняты дополнительно в размере 5÷10 % суммарного расхода воды на хозяйственно-бытовые нужды населенного пункта.

В неканализованных районах норма водоотведения принимается из расчета 25 л на одного жителя в сутки за счет сброса в канализацию сточных вод от сливных станций и коммунально-бытовых предприятий (бань, прачечных и др.).

Нормы водоотведения бытовых сточных вод от промышленных предприятий и сельскохозяйственных производственных комплексов следует принимать: в цехах со значительными тепловыделениями (более 20 ккал на 1 м³/ч) — 45 л/чел. в смену, в остальных цехах — 25 л/чел. в смену.

Расход сточных вод от душей на промышленных предприятиях следует определять из расчета 500 л от одной душевой сетки при продолжительности пользования душем 45 мин. после окончания смены.

Нормы водоотведения производственных сточных вод промышленных предприятий и сельскохозяйственных объектов следует принимать на основании данных этих предприятий.

4.2.2. Расчетные расходы бытовых сточных вод, коэффициенты неравномерности

Расчетным расходом называется тот расход сточных вод, на пропуск которого должны быть рассчитаны канализационные сети и сооружения. Для определения размеров различных элементов системы канализации устанавливаются средние и максимальные суточные, часовые и секундные расходы. Составляются почасовые графики водоотведения, отражающие его неравномерность. Обычно суточные и часовые расходы измеряются в кубических метрах, а секундные — в литрах.

Расходы бытовых сточных вод от населенного пункта или отдельного района или бассейна, м³/сут, определяются по принятым для них нормам водоотведения (среднесуточной за год) или $q_{н.макс}$ (в сутки наибольшего водоотведения) по формулам:

$$G_{ср.сут} = q_{н.ср} N / 1000;$$

$$G_{макс.сут} = q_{н.макс} N / 1000.$$

Если нормы водоотведения различны для отдельных районов города, то определение суточного расхода, м³/сут, ведется по выражению:

$$G_{сут} = (q_1 N_1 + q_2 N_2 + \dots + q_n N_n) 0,001,$$

где: $(q_1, q_2, \dots, q_n)$ — норма водоотведения по отдельным районам, бассейнам; $N_1, N_2, \dots, N_n$ — количество жителей, проживающих в районах с разными нормами водоотведения.

Максимальный суточный расход может быть определен и по формуле:

$G_{\text{макс.сут}} = G_{\text{ср.сут}} K_{\text{сут}}$

где $K_{\text{сут}}$ — коэффициент суточной неравномерности, равный:

$K_{\text{сут}} = q_{\text{н.макс}}/q_{\text{н.ср}}$

Средний часовой расход, $\text{м}^3/\text{сут}$, определяется по формуле:

$G_{\text{ср.ч}} = G_{\text{сут}}/24$ или $4,17\% G_{\text{сут}}$,

где: $G_{\text{сут}} = G_{\text{ср}}$ или $G_{\text{сут}} = G_{\text{макс.сут}}$.

Максимальный часовой расход:

$G_{\text{макс.ч}} = G_{\text{макс.сут}} K_{\text{ч}}/24$,

где $K_{\text{ч}}$ — коэффициент часовой неравномерности.

Максимальный секундный расход (л/с):

$q_{\text{макс.с}} = G_{\text{макс.ч}}/3,6$ или $q_{\text{макс.с}} = G_{\text{ср.сут}} K_{\text{общ}}/86,4$.

Средний секундный расход:

$q_{\text{ср.сут}} = G_{\text{ср.сут}}/86,4$,

где $K_{\text{общ}} = K_{\text{ч}} K_{\text{сут}}$ — общий коэффициент неравномерности, который рекомендуется принимать по СНиП 2.04.01-85*.

Коэффициенты часовой неравномерности бытовых сточных вод от производственных и вспомогательных зданий промышленных предприятий приведены в табл. 5.4.2.

Для предварительных соображений ориентировочно средний секундный расход может быть определен по формулам:

$q_{\text{ср.с}} = q_{\text{н.ср}} N/86,4 = 0,011$;

$G_{\text{ср.сут}} = 0,012 G_{\text{сут}}$, т. е. $1,2\% G_{\text{ср.сут}}$.

При усредненной степени благоустройства зданий объекта и усредненной норме водоотведения, принятой равной $q_{\text{н.ср}} = 250 \text{ л/сут}$, средний секундный расход будет равен:

$q_{\text{ср.с}} = 0,0116 \cdot 250 N = 3 N \text{ л/с}$,

где: N — количество населения, тыс. чел.

Пример.

Определить средний секундный расход в коллекторе бытовой канализации, отводящем сточные воды от населенного пункта к канализационной насосной станции, для подачи их на очистные сооружения, если количество обслуживаемых коллектором жителей $N = 80\,000$ чел. При этом известно, что 40 % населения проживает в жилых домах с внутренним водопроводом, канализацией и газоснабжением, 30 % — в домах с внутренним водопроводом, канализацией и ванными с газовыми колонками и 30 % — в зданиях с центральным горячим водоснабжением.

Принимаем в соответствии со СНиП следующие нормы водоотведения: $q_1 = 160 \text{ л/сут}$; $q_2 = 230 \text{ л/сут}$; $q_3 = 350 \text{ л/сут}$.

В среднем норма составит:

$q_{\text{н.ср}} = 0,4 \cdot 160 + 0,3 \cdot 230 + 0,5 \cdot 350 = 64 + 69 + 105 = 238 \text{ л/сут}$;

$q_{\text{ср.с}} = \frac{238 \cdot 80000}{86400} = 220 \text{ л/с}$;

$Q_{\text{ср.сут}} = \frac{238 \cdot 80000}{1000} = 19\,040 \text{ л/с}$.

Таблица 5.4.2.

Показатели водоотведения от зданий специального назначения

Наименование зданий	Число часов работы в сутки	Единица измерения	Количество единиц измерения на тыс. жителей (N) в ед. времени	Норма водоотведения, л, на одну ед. измерения	Коэффициент часовой неравномерности
Бани	16	Помывок	8 N	125÷180	1
Прачечные	16	Сухого белья, кг	12 N	60÷90	1
Больницы, санатории	24	Коек	9 N^*	250, 300	2,5
Поликлиники	12	Посетителей, чел.	3 N	15	1,5
Гостиницы	24	Мест	5 N^*	200÷400	2,5
Столовые	16	Посетителей, чел.	30 N	50	3
Детские ясли	8	Мест	30 N	75	2,5
Детские ясли суточные	24	»	»	100	
Дома отдыха	24	Коек	По заданию	125÷175	3
Вокзалы	24	Поездов	По данным РЖД		

Примечание. Звездочкой отмечено количество единиц, вычисляемых за сутки. Остальные — за час.

Ориентировочно:

$$q_{\text{ср.с}} = 19\,040 \cdot 0,01 \cdot 1,2 = 228,5 \text{ л/с (1,2 \% } G_{\text{ср.сут}});$$

$$q_{\text{ср.с}} = 3N = 3 \times 80 = 240 \text{ л/с.}$$

Результаты расчета (220 : 228,5 : 240 л/с) практически совпадают по величине.

Сточные воды поступают в бытовую канализацию от обслуживаемых объектов, которые могут быть классифицированы следующим порядком:

а) жилые дома с постоянно проживающим в них населением, для которого установлены нормы водоотведения с учетом расходов воды в зданиях специального назначения, расположенных в разных кварталах заселяемой площади;

б) здания специального назначения: бани, прачечные, фабрики-кухни, столовые, рестораны, водолечебницы, больницы, школы и прочие, в которых расходы сточных вод образуются в соответствии с нормой водоотведения, установленной для постоянно проживающих в жилых домах, а сточные воды сбрасываются в бытовую канализацию не из жилых домов, а по месту расположения зданий специального назначения;

в) вокзалы, гостиницы, областные или районные больницы, санатории, дома отдыха, мотели и др., обслуживающие временно пребывающих в них. Нормы водоотведения для этих зданий принимаются дополнительно к нормам, установленным для постоянно проживающих в населенном пункте;

г) промышленные предприятия, бытовые и производственные стоки которых допущены к приему бытовой канализацией населенного пункта, в количествах, устанавливаемых дополнительными нормами водоотведения или технологическими условиями.

Расходы сточных вод от отдельных зданий специального назначения и промышленных предприятий, величина водоотведения которых значительно превышает расходы сточных вод жилых зданий, считаются сосредоточенными. Эти сточные воды присоединяются к канализационной сети населенного пункта в местах сообразно расположению зданий специального назначения.

Расходы бытовых сточных вод от жилых зданий кварталов условно считаются равномерно распределенными путевыми, поступающими от обслуживаемого квартала или его части в начальную точку (колодец) расчетного участка канализационной сети и сохраняющимися по его длине постоянную величину.

При установлении расходов производственных стоков необходимо выделять так называемые залповые сбросы, т. е. такие, которые производятся эпизодически, в зависимости от хода технологического процесса, и в значительной степени превышающие обычные для данного промышленного объекта.

Пример.

Для бань нормами установлен расход воды на одну помывку продолжительностью 1 ч — 125 : 180 л. Коэффициент часовой неравномерности $K_{\text{ч}} = 1$.

По статистическим данным, на 1 человека в год можно принимать 30÷40 помывок. Коэффициент неравномерности посещения бань 1,2. Количество рабочих дней в году — 300. Количество смен работы бань в сутки — 2. Продолжительность чистой работы бань с учетом затраты рабочего времени на подготовку к приему посетителей и уборку помещений — 7 ч в смену.

Количество посадочных мест может быть определено по выражению:

$$n = \frac{N \cdot 1000 \cdot \alpha \cdot 40 \cdot 1,2}{300 \cdot 2 \cdot 7} = 11,43 N \alpha,$$

где α — коэффициент, учитывающий процент населения, пользующегося банями, и наличие в жилых домах ванн и централизованного горячего водоснабжения. Значения его могут быть: $\alpha = 0,7$, тогда $n = 8N$, $\alpha = 0,6$, тогда $n = 7N$; N — количество обслуживаемых человек, тыс. чел.

Количество бань устанавливается в зависимости от числа посадочных мест, принятого в типовых проектах бань. Производительность прачечных в килограммах сухого белья в 1 ч может быть определена по выражению:

$$m = \frac{N \cdot 1000 \cdot 0,5 \cdot 100}{300 \cdot 2 \cdot 7} = 12 N,$$

где: N — количество населения, тыс. чел.; 0,5 — коэффициент, учитывающий процент пользующихся прачечной; 100 — количество килограммов сухого белья в среднем за год на 1 человека; 300 — число рабочих дней в году; 2 — количество смен в сутки; 7 — количество часов работы прачечной за смену.

Количество сточных вод, сбрасываемых прачечной, определяется по норме 60÷90 л на 1 кг сухого белья. Коэффициент часовой неравномерности $K_{\text{ч}} = 1$.

Расходы сточных вод от объектов, обслуживающих временно пребывающих в населенных пунктах, определяются отдельно и как не входящие в норму водоотведения учитываются дополнительно.

Показатели водоотведения от зданий специального назначения приводятся в табл. 5.4.2. Распределение расходов сточных вод от зданий специального назначения по часам суток в % от суточного расхода можно принимать по табл. 5.4.3.

Суточный расход по каждому зданию специального назначения, $\text{м}^3/\text{сут}$, определяется по формуле:

$$G_{\text{сут}} = m_i q_{\text{ни}},$$

где: $q_{\text{ни}}$ — норма расхода воды для каждого показателя водоотведения, л; m_i — число показателей водоотведения за сутки.

На основании приведенных выше данных устанавливаются суточные расходы по зданиям специального назначения, обслуживающим постоянно проживающих $G_{\text{норм.соср}}$ и отдельно — временно проживающих $G_{\text{сут.соср}}$ (учитывается дополнительно).

Среднесуточный расход бытовых сточных вод от жилых зданий города, бассейна, района $G_{\text{сут}}$, м³/сут, или $q_{\text{н.ост.уменьш}}$, л/сут определяется путем освобождения суточного нормативного расхода от суточного расхода зданий спецназначения, обслуживающих постоянно проживающих:

$$G_{\text{сут.уменьш}} = G_{\text{сут.норм}} - G_{\text{норм.соср}} = \\ = q_{\text{н}} N / 1000 - G_{\text{норм.соср}};$$

$$q_{\text{н.ост.уменьш}} = (q_{\text{н}} N / 1000 - G_{\text{норм.соср}}) / N.$$

Таблица 2.4.3.

Распределение расходов сточных вод от зданий специального назначения по часам суток

Часы суток	Прачечные, бани	Фабрики-кухни	Больницы, гостиницы, санатории, дома отдыха	Столовые, рестораны
0-1	—	4,5	0,2	—
1-2	—	4,5	0,2	—
2-3	—	3,8	0,2	—
3-4	—	3,6	0,2	—
4-5	—	3,6	0,5	—
5-6	—	3,7	0,6	—
6-7	—	4,0	3,0	12
7-8	—	4,0	5,0	3
8-9	6,25	3,0	8,0	1
9-10	6,25	4,9	10,0	18
10-11	6,25	4,6	6,0	18
11-12	6,25	4,0	10,0	2
12-13	6,25	4,0	10,0	1
13-14	6,25	4,8	6,0	1
14-15	6,25	4,8	5,0	4
15-16	6,25	4,0	8,5	4
16-17	6,25	4,5	5,5	4
17-18	6,25	4,0	5,0	6
18-19	6,25	4,7	5,0	3
19-20	6,25	4,2	5,0	6
20-21	6,25	4,1	2,0	7
21-22	6,25	3,5	—	10
22-23	6,25	4,8	0,3	—
23-24	6,25	4,1	0,5	—

Распределение среднесуточного расхода бытовых сточных вод от жилых домов города, бассейна, района (в процентах от $G_{\text{сут}}$) по часам суток в зависимости от принятых СНиП общих коэффициентов неравномерности водоотведения ($K_{\text{общ}}$) приводится в табл. 5.4.4.

Расходы бытовых сточных вод от промышленных предприятий учитываются дополнительно к нормам расходов сточных вод жилых зданий и зданий специального назначения при совместном их отведении бытовой канализацией населенного пункта. При этом определяются суточные, часовые, сменные и расчетные секундные расходы сточных вод по каждому зданию промышленной площадки и предприятию в целом. Количество работающих в зданиях цехов и на предприятии в целом учитывается по каждой смене. В зависимости от характера технологического процесса в каждом из цехов устанавливаются нормы водоотведения в 25 или 45 л/смену. Максимальным часовым и секундным расходом будут расходы за смену с максимальным числом работающих или максимальным объемом выпускаемой продукции. Определение расхода ведется по формулам:

$$G_{\text{сут}} = \frac{25N_1 + 45N_2}{1000};$$

$$G_{\text{макс.ч}} = \frac{25N_1k_u + 45N_2k_u}{\tau \cdot 1000};$$

$$G_{\text{макс.с}} = \frac{25N_3k_u + 45N_4k_u}{\tau \cdot 3600},$$

где: N_1 и N_2 — число работающих в сутки; N_3 и N_4 — число работающих в смену с нормой водоотведения: для холодных цехов 25 и холодных — 45 л/смен; K_u — коэффициент часовой неравномерности, соответствующий норме 25 и 45 л /смен, равный соответственно 3 и 2,5; τ — число часов работы в сменах.

Расходы сточных вод от душевых установок в бытовых помещениях учитываются дополнительно и определяются в зависимости от количества душевых сеток n_d . Количество n_d сеток определяется, в свою очередь, в зависимости от группы производственного процесса, санитарной его характеристики, числа людей, которым полагается душ, в наиболее многочисленную смену (в соответствии со СНиП 2.04.01-85*) и расчетного количества человек на 1 душевую сетку.

Расход воды на 1 душевую сетку — 500 л/ч. Коэффициент неравномерности $K = 1$. Максимальный расход в л/ч или в л/с после наиболее многочисленной смены при наличии n_d сеток будет:

$$G_{\text{душ.макс.см}} = \frac{500n_d45}{60};$$

$$G_{\text{душ.макс.с}} = \frac{500 \cdot n_d \cdot 45}{60 \cdot 2700} = \frac{500 \cdot n_d}{3600} = 0,14 \cdot n_d.$$

Распределение расхода бытовых сточных вод от жилых домов по часам суток

Часы суток	Общий коэффицент неравномерности притока сточных вод $K_{общ}$								
	2,5	2,0	1,8	1,6	1,40	1,35	1,25	1,20	1,15
	Средний расход сточных вод $q_{ср.с}$ л/с								
	15	30	50	100	200	300	500	800	1250
0–1	1,2	1,25	1,25	1,55	1,65	1,85	2,0	2,25	2,6
1–2	1,2	1,25	1,25	1,55	1,65	1,85	2,0	2,25	2,6
2–3	1,2	1,25	1,25	1,55	1,65	1,85	2,0	2,25	2,6
3–4	1,2	1,25	1,25	1,55	1,65	1,85	2,0	2,25	2,6
4–5	1,2	1,25	1,25	1,55	1,65	1,85	2,0	2,25	2,6
5–6	3,1	3,30	3,5	4,35	4,2	4,80	5,05	4,90	4,8
6–7	4,8	5,0	5,25	5,95	5,8	5,00	5,15	4,90	4,8
7–8	7,4	7,2	7,0	5,80	5,8	5,00	5,15	5,0	4,8
8–9	7,95	7,5	7,1	6,70	5,85	5,65	5,2	5,0	4,8
9–10	7,95	7,5	7,1	6,70	5,85	5,65	5,2	5,0	4,8
10–11	7,95	7,5	7,1	6,70	5,85	5,65	5,2	5,0	4,8
11–12	6,30	6,4	6,5	4,80	5,05	5,25	5,1	4,9	4,8
12–13	3,60	3,7	3,8	3,25	4,20	5,0	5,0	4,9	4,7
13–14	3,60	3,7	3,8	5,55	5,80	5,25	5,1	5,0	4,8
14–15	3,80	4,0	4,2	6,05	5,80	5,65	5,2	5,0	4,8
15–16	5,60	5,7	5,8	6,05	5,80	5,65	5,2	5,0	4,8
16–17	6,20	6,3	6,4	5,60	5,80	5,65	5,2	5,0	4,8
17–18	6,20	6,3	6,4	5,60	5,75	4,85	5,15	5,0	4,7
18–19	6,20	6,3	6,4	4,30	5,20	4,85	5,10	5,0	4,8
19–20	5,25	5,25	5,3	4,35	4,75	4,85	5,10	5,0	4,8
20–21	3,40	3,40	3,4	4,35	4,10	4,85	5,10	5,0	4,8
21–22	2,20	2,20	2,2	2,35	2,85	3,45	3,80	4,5	4,8
22–23	1,25	1,25	1,25	1,55	1,65	1,85	2,0	2,4	3,0
23–24	1,25	1,25	1,25	1,55	1,65	1,85	2,0	2,25	2,6

Число рабочих, пользующихся душами, зависит от условий ведения технологических процессов в цехах и часто устанавливается в процентах от общего числа работающих на производстве. Этот процент для разного рода промышленных предприятий может приниматься при проектировании ориентировочно следующим.

Характер промышленности	Процент пользующихся душем от общего числа рабочих
Металлургическая и металлообрабатывающая . .	40
Машиностроительная	25
Местная:	
чистое производство	20
грязное »	60
Строительных материалов	70÷80
Пищевая	70÷80
Текстильная	10
Химическая	40
Торфяная	70
Кожевенная	70
Бумажная	40

Распределение расходов воды бытовых помещений промышленных предприятий (в % сменного расхода) можно принимать по табл. 5.4.5.

Расчетное количество людей на 1 сетку душа обусловлено категорией производства и характеризуется следующими цифрами:

Цехи предприятий группы 1б	
Механосборочные, инструментальные, модельные, деревообрабатывающие	15
Цехи предприятий группы 11а	
Прядильные, ткацкие, текстильные, сушильные	7
Нефтехимические, толерубероидные, вискозные, хлорные, фенольные	3
Цехи предприятий группы 11б	
Мартеновские, прокатные, термические, кузнечные, литейные, огнеупорные, обжигальные	3
Цехи предприятий группы 11в	
Моечные, красильные	5
Цехи предприятий группы 11г	
Хлопчатобумажные, стекольные, фосфоритные, пенко-джутовые, круподробильные, дробильные	5
Цехи предприятий группы IVб	
Пищевые, фармацевтические, станконаладоочные, металлообработки	5

Для цехов швейных, часовых и приборостроительных предприятий группы Ia и радиотехнических и радиоэлектронных группы IVв души не предусматриваются.

Распределение расходов воды по часам суток

Часы суток	В холодных цехах $K = 3$	В горячих цехах $K = 2,5$
Ночная смена		
0–1	12,5	12,5
1–2	6,25	8,12
2–3	6,25	8,12
3–4	6,25	8,12
4–5	18,75	15,65
5–6	37,5	31,25
6–7	6,25	8,12
7–8	6,25	8,12
Дневная смена		
8–9	12,5	12,5
9–10	6,25	8,12
10–11	6,25	8,12
11–12	6,25	8,12
...	...	...
...	...	...
Вечерняя смена		
22–23	6,25	8,12
23–24	6,25	8,12

Примечание. Расход на душевые принимается в первый час последующей смены в размере 100 % от сменного расхода предыдущей смены.

4.2.3. Расходы производственных сточных вод

При наличии данных о производительности цехов и предприятия в целом в единицах продукции M , удельном расходе сточных вод (т. е. расходе на единицу продукции) и коэффициенте часовой неравномерности водоотведения K_q расходы производственных сточных вод определяются по формулам:

$$G_{\text{сут}}^{\text{пр}} = g_{\text{уд}}^{\text{пр}} M;$$

$$G_{\text{макс.с}}^{\text{пр}} = g_{\text{уд}}^{\text{пр}} M_1;$$

$$G_{\text{макс.с}}^{\text{пр}} = g_{\text{уд}}^{\text{пр}} M_1 / \tau;$$

$$G_{\text{макс.с}}^{\text{пр}} = [g_{\text{уд}}^{\text{пр}} M_1 / (\tau \cdot 3600)] \cdot K_q,$$

где: $G_{\text{сут}}^{\text{пр}}$ — суточный расход; M — число единиц продукции, выпускаемой за сутки; M_1 — число единиц продукции, выпускаемой за смену с максимальной выработкой; τ — число часов работы оборудования за смену или сутки.

Значения расходов воды $g_{\text{цр}}$, возвращаемых по канализации в водоем, приводятся в таблицах ВОДГЕО [30].

При работе предприятия в 2 или 3 смены (время работы: с 8 до 16, с 16 до 24 и с 0 до 8 часов) можно приближенно считать, что расходы производственных сточных вод составляют часть их суточного расхода, выраженную в процентах: при 2-сменной работе — в дневную смену $50 \div 65 \%$, в вечернюю — $50 \div 35 \%$; при 3-сменной работе — в дневную смену $40 \div 50 \%$, в вечернюю — $30 \div 35 \%$; в ночную смену — $30 \div 15 \%$.

Для определения расходов воды по часам смен необходимо получить данные о ходе расходования воды в технологическом процессе, знать, когда расход возрастает, а когда снижается, или при отсутствии таких данных принимать их по аналогам.

Пример.

За смену максимальной производительности количество выпускаемой продукции составило M . Расход воды при этом за смену был равен $Q_{\text{см}} = Mg^{\text{пр}} = 480 \text{ м}^3$. Коэффициент часовой неравномерности $K_{\text{ч}} = 1,2$ относится к 3- и 7-му часам смены, в остальные часы расход сточных вод равномерен. Таким образом, за два часа с максимальным расходом затрачивается воды:

$$(480 : 8) \cdot 1,2 \cdot 2 = 144 \text{ м}^3.$$

В течение остальных шести часов смены равномерно затрачивается за каждый час:

$$(480 - 144) : 6 = 336 : 6 = 56 \text{ м}^3.$$

График расхода воды по часам смены может быть представлен следующим образом:

Часы смены		1	2	3	4	5	6	7	8
Расход, $\text{м}^3/\text{ч}$	...	56	56	72	56	56	56	72	56

Коэффициенты часовой неравномерности общего стока для некоторых отраслей промышленности при отсутствии общих часовых графиков могут приниматься в следующих пределах:

Металлургическая		$1,0 \div 1,1$
Химическая		$1,3 \div 1,5$
Деревообрабатывающая		$1,1$
Машиностроительная		$1,3 : 1,4$
Кожевенная		$1,5 : 3,0$
Пищевая		$1,5 \div 2,0$
Вискозная		$1,25 \div 2,5$
Резиновая		$1,3 \div 1,4$
Текстильная		$1,15 \div 1,6$

Количество, режим поступления и состав производственных сточных вод находится в зависимости: 1) от вида перерабатываемого сырья; 2) технологического процесса производства; 3) рациональности конструкций применяемых машин; 4) качества воды, потребляемой для производственных целей; 5) целесообразности извлечения для использования ценных веществ, находящихся в отработанной воде; 6) требований к воде, предъявляемых к ней для повторного использования или оборота.

Сброс отработанных безвредных или очищенных сточных вод в водоем следует допускать только при невозможности их повторного использования или оборота. Сточные воды, используемые повторно или в системах оборотного водоснабжения, в количестве выпускаемых в водоем не входят.

Используя данные об удельных расходах воды в производственных процессах, можно дать оценку рациональности разработанных схем водоснабжения и канализации и соответствия их требованиям закона об основах водного законодательства РФ.

Критерием этого следует считать отношение:

$$U = (G_{\text{заб}} - G_{\text{сбр}}) / G_{\text{наб}},$$

где: $G_{\text{заб}}$ — количество воды, забранное из ее источников; $G_{\text{сбр}}$ — количество сточных вод, сбрасываемых после очистки в водоем.

Следует стремиться к тому, чтобы это отношение было близко к единице.

При определении количества сточных вод, отводимых канализацией, составляют схему водного баланса, показывающую количество воды, подаваемой каждому потребителю, безвозвратно теряемой в процессе производства и отводимое канализацией. Такие схемы составляются как в абсолютных количествах воды, подаваемой за единицу времени, $\text{м}^3/\text{ч}$, $\text{м}^3/\text{смену}$, $\text{м}^3/\text{сут}$, так и в удельных расходах на единицу продукции.

Суммирование максимальных часовых и секундных расходов сточных вод от различных объектов, обслуживаемых одной канализационной системой, приводит к завышению значений суммарных расчетных расходов, т. к. максимальные часовые расходы отдельных объектов не совпадают.

Суммарные максимальные часовые расходы, а по ним и расчетные секундные точнее определять по часовым графикам и таблицам для жилых кварталов, для зданий специального, бытового назначения и для промышленных предприятий.

Почасовые графики и таблицы составляются на основании таблиц расходов воды по часам суток, коэффициентов неравномерности и других данных. В соответствии с ними определяются суммарные расходы сточных вод по каждому виду потребителей, составляются ведомости суммарных расходов по ним, а также общая ведомость суммарных расходов сточных

вод от населенного пункта и промышленных предприятий, сбрасываемых в кооперированную систему бытовой канализации [4].

4.3.4. Определение расчетных расходов сточных вод

Для гидравлического расчета канализационной сети расчетные расходы от населенного пункта (города) устанавливаются следующим образом. Определяется остаточная норма водоотведения от жилых кварталов, л/сут:

$$g_0 = \frac{G_1 - G_{\text{соср}}}{N},$$

где: $G_1 = Ng_{\text{н.ср}}$; $g_{\text{н.ср}}$ — норма водоотведения в среднем за сутки (за год);

$$G_{\text{соср}} = (G_{\text{б}} + G_{\text{пр}} + G_{\text{пол}} + \dots + G_{\text{п}});$$

$G_{\text{б}}, G_{\text{пр}}, G_{\text{пол}}, G_{\text{п}}$ — суточные расходы зданий бытового назначения, образующие сосредоточенные расходы (бани, прачечные, поликлиники и т. п.); N — количество расчетного населения, тыс. чел.

По генплану устанавливаются площади кварталов или их частей, сбрасывающих сточные воды в тот или иной участок канализационной сети, прокладываемой по улицам обычно вдоль красных линий кварталов. Определяется средний расход сточных вод от квартала или его части, который подсчитывается по выражению:

$$G = F_i g_{\text{уд}},$$

где: F_i — площадь квартала или его части, га.

Устанавливаются точки приема в сеть сосредоточенных расходов.

Определяется удельный расход (модуль расхода), т. е. расход от 1 га обслуживаемой площади, л/с:

$$g_{\text{уд}} = \frac{g_0 p F}{86400},$$

где: p — плотность населения, чел./га; g_0 — остаточная норма водоотведения от жилых кварталов; 86 400 — количество секунд в сутках; F — площадь населенного пункта, района, га.

За удельный может быть принят расход, приходящийся на 1 м длины канализационной сети объекта канализования, рассчитываемый по выражению:

$$g_{\text{уд}} = \frac{g_0 N}{86400 L},$$

где: L — длина сети, обслуживающей площадь канализуемого объекта, района с учетом одно- и двухстороннего притока вод.

Расчетные расходы на отдельных участках канализационной сети образуются из расходов сточных вод: от жилых кварталов (попутных), рассматриваемых условно как равномерно распределенные, но поступающие в начало рассчитываемого участка,

обслуживающего отдельный квартал или его часть; от зданий специального назначения и промышленных предприятий, являющихся сосредоточенными и образующих начало нового участка; транзитных, поступающих от предыдущего участка и боковых притоков.

Для определения расчетного расхода участка канализационной сети, обслуживающего квартал или его часть, устанавливается расчетный расход от жилых зданий исходя из среднесекундного, умноженного на $K_{\text{общ}}$ — общий коэффициент неравномерности водоотведения. Величина $K_{\text{общ}}$ является функцией среднесекундного расхода, определяемого по формуле, предложенной Н. Ф. Федоровым для расходов до 1250 л/с:

$$K_{\text{общ}} = 2.69 / g_{\text{ср}},$$

где: $g_{\text{ср}}$ — среднесекундный расход сточных вод.

Общий коэффициент неравномерности, вычисленный по этой формуле с некоторым округлением, дан в СНиП 2.04.01-85*.

Расчетный секундный расход участка канализационного коллектора, принимающего сточные воды от нескольких притоков в одном соединительном колодце, определяется сложением средних секундных расходов каждого притока от жилых зданий с умножением суммы их на $K_{\text{общ}}$, принимаемый в зависимости от величины суммарного среднего секундного их расхода. Кроме того, к полученному расчетному расходу от жилых зданий прибавляются сосредоточенные расчетные расходы от зданий специального назначения и промышленных предприятий. К сосредоточенным расходам не применяется общий коэффициент неравномерности, установленный для жилых кварталов, т. к. при определении их расчетной величины неравномерность водоотведения, коэффициент часовой и суточной неравномерности учитывается для каждого из них особо.

Расчетные расходы промышленных сточных вод определяются так: для наружных канализационных коллекторов, отводящих стоки от отдельных цехов и корпусов, — по максимальному часовому расходу цеха или корпуса; для общезаводских и внеплощадочных коллекторов — по максимальному часовому расходу, определяемому часовым графиком, составленным на основании данных о технологических процессах и режимах расходования воды в цехах и корпусах предприятия. В некоторых случаях при этом должны учитываться залповые сбросы и необходимость их пропуска по канализационным коллекторам.

При отсутствии почасовых графиков водоотведения неравномерность его может устанавливаться по данным аналогичных действующих предприятий с учетом возможных рационализирующих мероприятий в вопросах водоотведения.

В практике проектирования канализации для расчета общезаводских и внеплощадочных коллекторов принимается сумма максимальных часовых расходов

с введением коэффициента, учитывающего несоответствие максимальных часовых расходов по часам смен и суток.

Производственно-дождевая сеть рассчитывается на расчетный секундный расход производственных сточных и дождевых вод.

Определение расчетных расходов дождевых вод

Для определения размеров труб и водосточных каналов необходимо знать расчетный максимальный расход дождевой воды, поступающей в сеть. Этот расход зависит от принятой расчетной интенсивности дождя, его продолжительности, коэффициента стока и площади водосбора, с которого поступает сток.

Интенсивность дождя — это количество осадков, выпавших в единицу времени. Различают интенсивность по слою i и по объему q . Первую получают непосредственно по записям ленты дождемера, пользуясь формулой:

$$i = \eta / \tau,$$

где: η — слой выпавших осадков, мм; τ — продолжительность выпадения осадков, мин.

Интенсивность по объему измеряется отношением количества осадков, л/с, выпавших на 1 га территории. Ее получают, зная интенсивность по слою i , по формуле:

$$q = 166,7i.$$

Продолжительность дождя определяется по лентам самопишущих дождемеров и измеряется в часах или минутах.

Дожди различной интенсивности имеют различную повторяемость, которая показывает вероятность повторения дождей с одинаковой интенсивностью. Повторяемость определяют, как частное от деления общего количества всех выпавших дождей определенной интенсивности (или продолжительности) за возможно длительный период наблюдений (15÷25 лет) на продолжительность этого периода. Наиболее сильные дожди (ливни) обычно повторяются редко. Поскольку канализационную сеть рассчитывают на максимальные расходы сточных вод, для расчета труб ливневой сети следовало бы принимать максимальные по интенсивности дожди. Однако такие дожди могут повторяться лишь через несколько лет. Трубы дождевой сети в таком случае получились бы значительных размеров, а с расчетной нагрузкой работали бы только один раз в несколько лет. Поэтому такие максимально возможные расходы не учитывают, допуская переполнение труб при очень сильных дождях.

Период (в годах), в пределах которого может выпасть один такой дождь и произойдет один раз переполнение сети, называется периодом однократного переполнения сети p , или периодом однократного превышения расчетной интенсивности дождя. Выбор

величин p для конкретных условий является одним из основных факторов рационального проектирования. Чем больше принята величина p , тем при прочих равных условиях получают большие размеры труб и, следовательно, большую стоимость канализации, но в то же время обеспечивают большую гарантию от затопления канализуемой территории. При малой величине вероятность переполнения сети, а значит, и затопление территории канализуемого объекта со всеми вытекающими последствиями увеличивается.

Для экономического обоснования величины p требуется четкое представление о последствиях, которые могут быть вызваны переполнением сети, и о связанных с этим убытках. Исходя из этого, для населенных мест и таких промышленных площадок, где частое переполнение сети не вызывает серьезных последствий, период однократного переполнения p назначается от 0,3 до 1 года (при плоском рельефе). Для населенных мест с большими уклонами местности и промышленных площадок, где имеются подвальные помещения с ценным оборудованием, затопление которых может принести большие убытки, период однократного переполнения надо назначать большим — 5÷10 лет и даже более.

Различают также предельный период однократного превышения расчетной интенсивности, при котором коллектор дождевой канализации должен пропускать лишь часть расхода дождевого стока, а остальная его часть временно затопляет проезжую часть улиц и при наличии уклона стекает по ее лоткам. Высота затопления улиц при этом должна быть меньше высоты, которая вызывает затопление подвальных и полуподвальных помещений. Пропускная способность коллектора дождевой канализации рассчитывается за период однократного превышения расчетной интенсивности, меньший предельного, равного 10–100 годам, и зависит от характера бассейна, обслуживаемого коллектором, и условий расположения, коллектора.

Эти условия характеризуются так:

1. Благоприятные, при которых бассейн имеет плоский рельеф, средний уклон поверхности 0,005 и менее и площадь не более 150 га.
2. Средние: бассейн имеет плоский рельеф с уклоном 0,005 и менее и площадь более 150 га, или коллектор проходит в нижней части склона по тальвегу с уклоном склонов 0,02 и площадью бассейна менее 150 га.
3. Неблагоприятные, когда коллектор проходит в нижней части склона и площадь бассейна превышает 150 га или коллектор проходит по тальвегу с крутыми склонами.
4. Особо неблагоприятные условия — коллектор отводит воду из замкнутого пониженного места (котловины).

Таблица 5.4.7.

Значения коэффициента p^*

x	p					
	0,25	0,5	2	5	10	20
0,05	0,930	0,989	1,03	1,08	1,12	1,16
0,10	0,871	0,934	1,07	1,17	1,26	1,36
0,15	0,813	0,902	1,10	1,28	1,41	1,57

Таблица 5.4.8.

Значения величины $K = (1 + C \lg p)$

p	C				
	0,85	0,9	1,0	1,2	1,5
0,25	0,49	0,46	0,40	0,28	0,10
0,33	0,60	0,57	0,52	0,42	0,28
0,50	0,75	0,73	0,70	0,64	0,55
1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
2,0	1,26	1,27	1,3	1,36	1,45
3,0	1,40	1,43	1,48	1,57	1,72
4,0	1,50	1,53	1,59	1,72	1,89
5,0	1,60	1,63	1,70	1,84	2,05
10,0	1,85	1,90	2,0	2,20	2,50

Период однократного переполнения сети для населенных мест и промышленных предприятий принимают в зависимости от характера канализуемого объекта (магистральные улицы, центральные площади), топографических особенностей местности, площади бассейна и величины интенсивности дождя по СНиП 2.04.03-85.

Для определения расчетных расходов дождевых вод в различных сечениях сети применяют формулу:

$$G = A/\tau^n,$$

где: $A = 20^n q_{20} (1 + C \lg p) = 20$, K — параметр, характеризующий интенсивность дождя; n — показатель степени; q_{20} — интенсивность дождя, л/с на 1 га; для данной местности продолжительностью 20 мин. при $p = 1$ году; C — коэффициент, учитывающий климатические особенности районов территории страны.

Значения q_{20} , n и C принимаются по СНиП 2.04.03-85. Если величина q_{20} , л/с на 1 га, не может быть установлена по схемам, то ее следует определять по формуле:

$$q_{20} = 0,071 H \sqrt{d_v},$$

где: H — среднегодовое количество атмосферных осадков, мм, за период не менее 20 лет; d_v — средне-взвешенная по данным о месячных количествах дождевых вод величина дефицита влажности в мм (за период не менее 10 лет).

Величины 20^n для значений $n = 0,45 \div 0,75$ даны в табл. 5.4.6. Величины K для значений $C = 0,85-1,5$ и $p = 0,25-10$ даны в табл. 5.4.8.

Таблица 5.4.6.

Значения некоторых величин в расчетах дождевой сети методом предельной интенсивности

Величины	m = n							
	0,45	0,5	0,55	0,60	0,65	0,67	0,70	0,75
20"	3,85	4,47	5,2	6,03	7,01	7,44	8,14	9,46
2"	1,37	1,41	1,46	1,52	1,57	1,59	1,61	1,68
5"	2,06	2,24	2,42	2,63	2,84	2,94	3,09	3,34
10"	2,82	3,16	3,55	3,99	4,47	4,68	5,02	5,63
m = 1,2 n - 0,1								
	0,44	0,5	0,56	0,62	0,68	0,704	0,74	0,80
2 ^{1/2} "	1,36	1,41	1,48	1,54	1,60	1,63	1,67	1,74
5	2,03	2,24	2,47	2,71	2,99	3,11	3,28	3,61
10 ^{1/2} "	2,76	3,16	3,63	4,17	4,79	5,06	5,5	6,32

Примечание. Для территорий среднеазиатских республик и Азербайджана к показателям степени n следует вводить поправочный коэффициент p^* . Здесь p — период однократного превышения интенсивности дождя, при значениях p от 0,25 до 20 лет величина p^* принимается по табл. 5.4.7.

Выпадающая на поверхность земли дождевая вода стекает в сеть дождевой канализации не полностью. Часть ее просачивается (фильтруется) в грунт и задерживается неровностями поверхности, часть испаряется. Чем длительнее дождь, чем больше его интенсивность, тем больше дождевой воды стечет в канализацию. На сток дождевой воды в сеть канализации влияют также покрытие и уклон местности, грунтовые условия. Та часть дождевой воды, которая поступает в дождевую канализацию, определяется так называемым коэффициентом стока $\Psi = G_c/G_n$, где G_c — количество стекающей в сеть дождевой воды в единицу времени с данной площади; G_n — количество дождевой воды, выпадающей в единицу времени на ту же площадь.

Установлено, что для бассейнов в городах и населенных местах средние коэффициенты стока при значительной их величине (свыше 0,7) более или менее постоянны, а при малой их величине — переменны. Их следует определять по формуле:

$$\Psi_{cp} = z_{cp} s^{0,2} \tau^{0,1},$$

где: g — интенсивность дождя, л/с на 1 га; τ — продолжительность дождя, мин.; z_{cp} — средний коэффициент поверхности бассейна стока.

Величина Ψ_{cp} определяется как средневзвешенная величина в зависимости от постоянных коэффициентов стока Ψ для разного рода поверхностей (принимается по СНиП 2.04.03-85). Значения коэффициента z в зависимости от характера поверхности приведены в СНиП 2.04.03-85.

Поскольку при составлении проекта водостоков приходится иметь дело с различными видами поверхностей, с которых стекает дождевая вода, обычно для упрощения подсчетов находят средние значения коэффициента покрова канализуемого объекта и коэффициента стока:

$$z_{cp} = \frac{\sum_i Z_i \cdot f_i}{\sum_i f_i}; \Psi_{cp} = \frac{\sum_i \Psi_i \cdot f_i}{\sum_i f_i},$$

где: $\sum_i f_i$ — расчетная площадь стока.

Дождевые воды перекачиваются насосными установками в очень редких случаях.

Открытая дождевая канализация состоит из лотков и канав разного размера (с естественной или искусственной «одеждой») и выпусков упрощенных конструкций. Дождеприемники при этом не устраивают.

Расчетный расход дождевых вод в соответствии со СНиП 2.04.03-85 следует определять по методу предельных интенсивностей. По этому методу продолжительность дождя принимается равной времени добега дождевых вод от наиболее удаленной точки бассейна до рассчитываемого сечения водостока.

В этот момент времени расход дождевых вод достигает своего максимального предельного значения. Расчетный расход для каждого сечения водостока можно определять по формуле, которая обобщает указания СНиП и имеет следующий вид:

$$G_s = \frac{\eta \alpha A^x F}{(\tau_k + \tau_l + \tau_{np})^m} = A^x F_p \frac{1}{\tau_\Sigma} = A^x F_p \rho,$$

где: A^x — параметр, характеризующий интенсивность дождя и определяемый по приведенной выше формуле или по номограмме [4]; $F_p = haF$ — расчетная площадь стока, га; F — площадь бассейна, обслуживаемая канализационной линией, га; может быть определена по плану. При $F < 300$ га $\eta = 1$; при $F > 300$ га $\eta = 0,96 \div 0,80$; α — коэффициент, принимаемый в зависимости от того, составляют площади с водонепроницаемой поверхностью $F_{непр}$ (крыши, асфальтовые мостовые и т. п.) больше или меньше 30 % общей площади бассейна F .

Значения коэффициента η приведены в табл. 5.4.9, коэффициента r — в табл. 5.4.10.

Значения коэффициента η

Площадь стока, га	300	500	1000	2000	5000	4000
η	0,96	0,94	0,91	0,87	0,83	0,80

Таблица 5.4.10.

Значения коэффициента r

Показатель степени n	0,5	0,51 ÷ 0,6	0,61 ÷ 0,7	> 0,7
Коэффициент r	2,8	2,5	2,5	2

При $F_{непр} < 30\%$: $\alpha = z$ (СНиП 2.04.03-85); $m = 1,2$ $n = 0,1$; $x = 1,2$ — показатель степени при переменном значении коэффициента стока.

При $F_{непр} > 30\%$: $\alpha = \Psi$ — коэффициент стока (СНиП 11-32-74); $m = n$ (см. табл. 27); $x = 1$ — показатель степени при постоянном значении коэффициента стока; $A^x = A$; ρ — коэффициент уменьшения (замедления) стока в зависимости от τ и m (см. приложение 5); τ — продолжительность дождя, мин., принимаемая равной времени добега дождевых вод от наиболее удаленной точки бассейна до рассчитываемого сечения и определяемая как сумма времени добега дождевых вод:

1. До уличного лотка ($\tau_k = 10$ мин., а при наличии внутриквартальных закрытых дождевых сетей — до уличного коллектора ($\tau_k = 5$ мин.);
2. По уличным лоткам до дождеприемников (при отсутствии дождеприемников в пределах кварталов) по трубам канализационной сети до рассчитываемого сечения по формуле:

$$\tau_l = 1,25 l_l / v_l;$$

3. По трубам сети до рассчитываемого сечения:

$$\tau_{np} = r \sum \frac{l_{np}}{v_{np}}.$$

В этих формулах τ_l и τ_{np} — время протекания соответственно по лотку и по коллектору от его начала до расчетного сечения, мин.; l_l и l_{np} — длина соответственно лотка и участка коллектора, м; v_l и v_{np} — скорость движения дождевых вод соответственно в конце лотка и на соответствующих участках коллектора, м/с; 1,25 — коэффициент, учитывающий постепенное нарастание скорости движения дождевых вод; r — коэффициент, учитывающий свободную вместимость трубы при возникновении напорного режима. Его величина принимается в зависимости от значений n (см. табл. 5.4.10); при уклоне местности $i = 0,01 \div 0,03$ величину r уменьшают на 25 ÷ 30 %, а при $i > 0,03$ $r = 1,2$.

Таким образом, расчетные расходы дождевых вод G_d :

при переменном коэффициенте стока:

$$G_d = \frac{z_{\text{ср}} A^{1,2} F_p}{(\tau_k + \tau_l + \tau_{\text{пр}})^{1,2n-0,1}};$$

при постоянном коэффициенте стока:

$$G_d = \frac{\Psi_{\text{ср}} A^{1,2} F_p}{(\tau_k + \tau_l + \tau_{\text{пр}})^n}.$$

4.2.5. Водный баланс производственных объектов и объектов ЖКХ. Критерии рационального использования воды

Водный баланс. При прямоточном водоснабжении (см. рис. 5.1.1, а) подаваемая и отработавшая в производственном процессе вода возвращается в водоем, за исключением безвозвратного расхода и потерь ее в производстве $G_{\text{п.п}}$, а также с удаляемыми осадками (шламом) $G_{\text{шл}}$ (в случае очистки воды от загрязнений, полученных ею в производстве). Количество отводимых в водоем сточных вод составляет:

$$G_{\text{ст}} = G_{\text{п}} - (G_{\text{п.п}} + G_{\text{шл}}),$$

где: $G_{\text{п}}$ — количество воды, подаваемой предприятию (производству).

При схеме водоснабжения с последовательным использованием воды (см. рис. 5.1.1, б) подаваемая и отработавшая в первом (П-1) и втором (П-2) производствах вода возвращается в тот же водоем, как и в схеме на рис. 5.1.1, а, за вычетом потерь в производствах).

Возможны три основные схемы оборотного водоснабжения.

Если вода является теплоносителем и в процессе использования лишь нагревается, не загрязняясь, в системе оборотного водоснабжения эта вода перед повторным использованием на те же цели предварительно охлаждается в градирнях, прудах, брызгальных бассейнах (см. рис. 5.1.1, в) и прочих охладителях.

Если вода служит средой, поглощающей и транспортирующей механические и растворенные примеси, и в процессе использования загрязняется механическими и растворимыми примесями, то в системе оборотного водоснабжения эта вода перед повторным использованием подвергается очистке от полученных ею загрязнений в пруде-осветлителе, отстойниках, фильтрах и т. п. (см. рис. 5.1.1, г).

Когда вода является средой и одновременно служит теплоносителем (охладителем продукта), перед повторным использованием в системе оборотного водоснабжения (см. рис. 5.1.1, д) ее очищают от загрязнений и охлаждают.

На отдельных предприятиях тот или иной вид использования воды может быть преобладающим.

Водоснабжение предприятия может состоять из ряда замкнутых циклов оборотного водоснабжения отдельных цехов с дополнительным возвратом всех или части очищенных или отработавших вод через общий пруд-осветлитель или иные очистные сооружения (см. рис. 5.1.1, е).

Согласно требованиям водного законодательства России, система водоснабжения должна быть, как правило, с оборотом воды для всего промышленного предприятия или в виде замкнутых циклов для отдельных цехов; при этом следует предусматривать необходимую очистку отработавшей воды, охлаждение, обработку и повторное ее использование (без выпуска в водоемы). Применение последовательного или прямоточного использования воды на производственные нужды со сбросом отработавших и очищенных сточных вод в водоем следует допускать только в случаях отсутствия возможности или нецелесообразности оборотного использования воды и, как правило, без обработки воды химическими реагентами.

Для принятой схемы оборотного водоснабжения, как уже было указано выше, составляется баланс воды в замкнутом цикле, включающий безвозвратные потребления и потери ее, необходимый сброс и добавление воды в систему для компенсации убыли из нее. Баланс воды в системе оборотного водоснабжения следует составлять на летний и зимний периоды.

Общая убыль воды из оборотной системы равна количеству воды, уносимой с продуктами, стоками и отходами, испаряющейся в охладителях, расходуемой на полив территории и насаждений, смыв полов и т. д. (см. табл. 5.4.11).

Потери воды на испарение при ее охлаждении $G_{\text{исп.охл.}}$, когда вода в системе используется в качестве теплоносителя, могут быть определены из теплового расчета охладителя, а при отсутствии расчета — с достаточным приближением по следующей формуле:

$$G_{\text{исп.охл.}} = C_1 \delta t G_0,$$

где: δt — температурный перепад охлаждения воды (или нагрева воды в производстве), °C; вычисляется как разность температур отработавшей воды t_2 и воды, подаваемой потребителю t_1 ; G_0 — количество воды, отводимой от производства на охлаждение, м³/ч; при охлаждении закрытых теплообменных аппаратов можно считать $G_0 = G_{\text{п}}$; C_1 — коэффициент потери воды на испарение, принимаемый для градирен и брызгальных бассейнов в зависимости от температуры воздуха (по сухому термометру):

Температура воздуха по сухому термометру, °C

0 10 20 30

Коэффициент C_1 0,0010 0,0012 0,0014 0,0015

Баланс (поступление и убыль) воды в системе водоснабжения предприятия

Поступление воды в систему	Убыль воды из системы
1. Из источника водоснабжения $G_{ист}$: воды питьевого качества на хозяйственно-бытовые нужды, в том числе на ГВС, на противопожарные системы	1. Сброс собственно сточных вод в накопитель или водоем $G_{сбр.ст.}$
2. С исходным сырьем и полуфабрикатами $G_{сыр}$	2. На полив полов, проездов, насаждений $G_{пол}$
3. Со вспомогательными веществами (топливо, реагенты и т. п.) $G_{всп}$	3. На испарение в охладителе оборотной воды $G_{исп.охл}$
4. С атмосферными осадками (дождь, таяние снега) $G_{атм}$	4. Унос с воздухом из охладителя оборотной воды $G_{ун}$
5. В виде шахтного или рудничного водоотлива, почвенная (дренажная), инфильтрационная и пр. $G_{подз}$	5. Испарение естественное с водной поверхности $G_{исп}$
6. Сточная вода повторного использования $Q_{ст.повт}$	6. Транспирация растительностью водоема $G_{трансп.}$
	7. Эксфильтрация из системы водоснабжения в почву $G_{эксф.}$
	8. Удаление с осадками из очистных сооружений $G_{о.с.}$
	9. Сброс воды для освежения оборотной воды (продувка) $G_{сбр.}$
	10. Унос с продуктами и отходами $G_{п.п.}$
$\Sigma G_{пост}$	$\Sigma G_{убыль}$

Для прудов-охладителей, прудов-осветлителей оборотной воды и естественных водоемов в зависимости от естественной температуры воды в водоеме C_1 равен:

Естественная температура воды в водоеме, °С

Коэффициент C_1

0 10 20 30

Вычисление коэффициента потерь воды на испарение производится из уравнения:

$$G_{исп} r = G_o \delta t c,$$

откуда количество испарившейся воды в процентах от объема охлаждаемой воды:

$$\frac{G_{исп}}{G_o} 100 = \frac{\delta t c}{r} 100 = C_1 \delta t,$$

где: $G_{исп}$ — количество испарившейся воды в единицу времени; G_o — объем охлаждаемой воды в единицу времени; δt — перепад температур охлаждаемой воды; c — удельная теплоемкость воды; r — скрытая теплота парообразования; C_1 — коэффициент потери воды на испарение.

Для средних температур воды, имеющих место в охладителях (градирнях), величина r может быть

принята равной 2420 кДж/кг (580 ккал/кг), при которой коэффициент $C_1 = 0,17$. В действительности в результате теплоотдачи соприкосновением, особенно значительной при низких температурах наружного воздуха, величина этого коэффициента соответственно уменьшается. Принято, что количество тепла, отнимаемого от воды за счет испарения, при температуре наружного воздуха 30 °С примерно 87 %, при 20 °С — 81 %, при 10 °С — 70 %, при 0 °С — 58 %; величина числового коэффициента C_1 в формуле принята соответственно 0,15; 0,14; 0,12; 0,10.

Для открытых теплообменных аппаратов оросительного типа потери воды на испарение увеличиваются вдвое и формула принимает следующий вид:

$$G_{исп} = 2C_1 \delta t G_o.$$

Потери воды в пруде-охладителе или пруде-осветлителе, а также в естественном водоеме принимающем нагретую воду, могут быть вычислены по приведенной выше формуле с коэффициентом C_1 , который принимается в зависимости от естественной температуры воды в этом водоеме.

Потери на унос воды из системы ветром в виде капель $G_{ун}$ (если вода в системе используется в качестве теплоносителя) зависят от типа, конструкции и размеров охладителя, а для открытых охладителей — и от скорости ветра и др.

Величина потерь на унос $G_{\text{ун}}$ из охладителя оборотной воды может быть определена по следующей формуле:

$$G_{\text{ун}} = C_2 G_{\text{об}},$$

где: C_2 — коэффициент потерь воды на унос, равный для брызгальных бассейнов $0,015 \div 0,02$; для брызгальных градирен с простыми жалюзи $0,01 \div 0,015$; для открытых градирен с решетками жалюзи и башенных градирен без водоуловителей $0,005 \div 0,01$ и с водоуловителями $0,003 \div 0,005$; для вентиляторных градирен с одnorядными водоуловителями $0,003 \div 0,005$ и с двухрядными водоуловителями $0,0015 \div 0,003$ (меньшее значение — для охладителей большей производительности).

При наличии в производстве открытых теплообменных аппаратов оросительного типа (оросительных холодильников) добавляются потери на унос воды ветром с этих теплообменных аппаратов. Величина потерь на унос воды из оросительных холодильников может быть определена по следующей формуле:

$$G_{\text{ун}} = C_3 G,$$

где: C_3 — коэффициент потерь воды на унос из оросительных холодильников, может быть принят равным $0,005 \div 0,01$; G — количество оборотной воды в $\text{м}^3/\text{ч}$.

Кроме того, имеют место потери воды на естественное испарение с водной поверхности пруда-осветлителя и охладителя воды, а также на транспирацию воды из него растительностью; дополнительные потери воды на фильтрацию $G_{\text{ф}}$ из таких сооружений, как наливной (искусственный) пруд-охладитель или пруд-осветлитель (шламонакопитель), применяемых при использовании воды на охлаждение или на нужды обогащения ископаемых.

Эти потери малы при водонепроницаемых основаниях и слабо фильтрующих ограждениях (дамбах) и, наоборот, вся вода может уходить из хвостохранилища при хорошо фильтрующем основании и ограждающих дамбах, состоящих из галечника и песка. Действительные потери воды из пруда-охладителя или пруда-осветлителя оборотной воды (шламонакопителя) определяются специальным расчетом. В начале эксплуатации пруда они обычно больше, в последующем же уменьшаются по мере кальматации пор в основании и ограждающих дамбах.

Указанные выше безвозвратное потребление и потери воды из системы оборотного водоснабжения могут быть названы производственными $G_{\text{пр.пот}}$.

Для соблюдения водного баланса $\sum G_{\text{пост}} = \sum G_{\text{уб}}$ в системе оборотного водоснабжения указанные потери покрываются таким же количеством воды, добавляемой в систему:

$$G_{\text{доб}} = G_{\text{пр.пот.}}$$

Часть воды из данной системы оборотного водоснабжения может намеренно сбрасываться в количестве $G_{\text{сбр}}$, $\text{м}^3/\text{ч}$, с заменой ее свежей водой из источника в том же количестве $G_{\text{доб}} = G_{\text{сбр}}$ с целью освежения оборотной воды. Тогда количество воды, добавляемой в систему из источника, будет:

$$G_{\text{доб}} = G_{\text{доб}} + G_{\text{доб}} = G_{\text{пр.пот}} + G_{\text{сбр}}.$$

В коммунально-жилищном хозяйстве вода, поступающая из источников (городского или поселкового водопровода, водоразборных колонок, колодцев и др.), расходуется на холодное и горячее водоснабжение, в том числе на санитарно-бытовые нужды, приготовление пищи, полив территории, садов и огородов, комнатных цветов и прочие хозяйственные нужды. Часть воды теряется в виде пара с вентиляционным воздухом.

Критерии рационального использования воды. Эффективность использования воды в производстве может быть оценена тремя показателями. Техническое совершенство системы водоснабжения оценивается количеством использованной оборотной воды в процентах:

$$P_{\text{об}} = \frac{G_{\text{об}}}{G_{\text{об}} + G_{\text{ист}} + G_{\text{сыр}} \text{ и др.}} 100.$$

Фактическое использование оборотной воды промышленностью СССР составляло 58 %, на передовых предприятиях — 75÷95 %; в черной металлургии — 78 % и в цветной — 56 %.

Рациональность использования воды, забираемой из источника, оценивается коэффициентом использования:

$$K_{\text{и}} = \frac{G_{\text{ист}} + G_{\text{сыр}} - G_{\text{сбр}}}{G_{\text{ист}} + G_{\text{сыр}}} 100.$$

Фактический коэффициент использования воды промышленностью СССР составлял 0,12, на передовых предприятиях — 0,75÷0,87.

Безвозвратное потребление и потери воды:

$$P_{\text{пот}} = \frac{G_{\text{ист}} + G_{\text{сыр}} - G_{\text{сбр}}}{G_{\text{ист}} + G_{\text{сыр}} + G_{\text{исс}} + G_{\text{об}}} 100.$$

5. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И КАНАЛИЗАЦИИ. МОНИТОРИНГ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ. ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ

5.1. ОСОБЕННОСТИ ОБСЛЕДОВАНИЯ (ЭНЕРГОАУДИТА) СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И КАНАЛИЗАЦИИ

Специфическими особенностями систем водоснабжения и водоотведения являются следующие:

- наличие в них нескольких подсистем (для снабжения технической водой, водой питьевого качества, противопожарная система, фекальная, производственная, ливне-сточная канализация и т. д.), различающихся по назначению и, следовательно, по требованиям к качеству используемой воды, свойствам и степени загрязнения сточных вод, по режимам эксплуатации;
- переменный характер нагрузки в зависимости от времени суток и времени года, режима работы объекта, характера производства или назначения объекта;
- разветвленность и протяженность сетей, расположение насосных станций, колодцев, очистных сооружений, прочих элементов на значительном расстоянии друг от друга;
- административное и функциональное подчинение служб различным руководителям.

Основным энергопотребляющим оборудованием систем водоснабжения и канализации являются насосы (см. разд. 1 и 2 данного руководства). Поэтому при проведении энергетического обследования данных систем важным является получение данных:

- о наличии и использовании установленных агрегатов;
- о потреблении ими электроэнергии, расходах перекачиваемой воды, создаваемых напорах;
- об изменении указанных величин во времени, основных параметрах потребляемой энергии и др.

В результате обработки полученной информации (с применением средств измерения и регистрации) рассчитываются и составляются часовые и суточные

графики электро- и водопотребления (в системах горячего водоснабжения, кроме того — и теплотребления), проверяется соблюдение симметрии или наличие перекосов нагрузки по фазам электросети, фактическое значение $\cos \varphi$ при необходимости анализируется спектр гармоник). Более подробно методике оценки качества электроэнергии см. в руководстве по электропотребляющему оборудованию.

Наличие графиков электро- и водопотребления (в системах горячего водоснабжения, кроме того, также и теплотребления) позволяет корректировать режимы эксплуатации агрегатов и управляющие программы систем автоматизации работы оборудования.

По измеренным значениям затраченной электрической мощности N , расходу воды G и напору Δp , создаваемому насосом, рассчитывается его фактический КПД:

$$\eta = \frac{\Delta p \cdot G}{\rho \cdot N}.$$

где: ρ — плотность воды при ее средней температуре.

Сравнение фактических значений КПД с паспортными позволяет оценить состояние агрегата и дать заключение о необходимости его ремонта или замены, о соответствии его производительности фактической нагрузке в системе.

Аналогичные результаты, заключения и рекомендации делаются на основе использования графиков водо- и теплотребления и показателей работы насосов систем горячего водоснабжения.

Данные по напорам, создаваемым насосами, геометрическим размерам, а также длительности эксплуатации участков сетей водоснабжения и канализации позволяют оценить фактические удельные потери напора в трубопроводах систем и сопоставить их с рекомендуемыми по СНиП, а также дать заключение о необходимости прочистки, промывки, замены участков трубопроводов. Последние рекомендации могут быть сделаны по результатам сравнения фактических потерь напора с рассчитанными по методикам гидравлического расчета, кратко изложенным в пп. 1.5 и 2.17.

Для выявления утечек, несанкционированного разбора воды или безвозвратного ее потребления целесообразно устанавливать водосчетчики не только на общих вводах объекта, но и на вводах потребителей на его территории, а также на ответвлениях сетей к субабонентам, потребляющим воду или сбрасывающим стоки в канализационную систему объекта. В случае невозможности установки стационарных (штатных) водосчетчиков (из-за агрессивности стока, отсутствия места для монтажа прибора с соблюдением метрологических требований и др.) следует применять портативные ультразвуковые с накладными датчиками.

К энергопотребляющему оборудованию систем водоснабжения и канализации также относятся: воздуховодки и вакуумные насосы, применяемые в насосных станциях и для подачи воздуха в аэраторы очистных сооружений; электронасосы дозаторов реагентов в системах водоподготовки и обезвреживания стоков (см. разд. 1 и 2). Во многих случаях это оборудование, а также подъемно-транспортное либо маломощное, либо эксплуатируется кратковременно.

Анализ режимов работы и затрат на системы хозяйственно-питьевого и горячего водоснабжения и водоотведения многих объектов показывает, что затраты на систему водопользования в последние годы стали соизмеримы с затратами на электрическую энергию и газ. Связано это с опережающим ростом тарифов на водопотребление и водоотведение.

Анализ соотношения затрат предприятий на используемые энергоресурсы показывает, что затраты в системе водопользования могут превышать затраты на газ и электроэнергию, если на предприятии не работают системы оборотного водоснабжения.

С возрастом стоимости воды и ее очистки сильно увеличиваются негативные экономические последствия от нарушений режимов эксплуатации и небрежного расходования воды в системах водопользования, растут финансовые потери предприятий.

Для сравнения: в 1996 г. стоимость питьевой воды, забираемой из городской системы водоснабжения г. Москвы, составляла 7 тыс. руб./м³, оплата за сброс в канализационную сеть — около 6,8 тыс. руб./м³. В 1998 г. оплата за сброс одного куб. метра сточных вод на очистные сооружения подмосковных городов составляла около 2400 руб./м³, в некоторых регионах — до 10 500 руб./м³ (тарифы за 1996 и 1998 г. указаны в неденоминированных рублях).

В начале 2005 г. суммарные затраты на забор и сброс одного кубометра воды в Москве составляют около 33 руб./м³. Себестоимость питьевой воды для предприятия складывается из стоимости энергии, затрачиваемой в системе водозабора, затрат на обслуживание системы и амортизационных отчислений. Плата за использование недр составляет около 10 % стоимости затрат предприятия на водоснабжение.

5.2. ПРИБОРЫ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ

В процессе энергетических обследований систем водоснабжения и водоотведения производится: осмотр оборудования и сетей, опрос административно-технического, эксплуатационного и ремонтного персонала, инструментальные измерения параметров и регистрация режимов эксплуатации энергопотребляющего оборудования и сетей, изучается техническая и оперативная документация, оценивается эффективность систем распределения и потребления энергетических ресурсов. Для получения информации с помощью инструментальных средств используются имеющиеся штатные приборы и системы контроля и учета энергоресурсов и энергоносителей типа АСКУЭ и т. п., автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП), а также приборы энергоаудитора. Кроме того, учитываются результаты лабораторных анализов проб воды технической и питьевого качества, сточных вод, результаты анализов состава и свойств стоков, сетевой воды, выполняемых представителями водоснабжающих и теплоснабжающих организаций.

К приборам энергоаудитора предъявляются следующие требования. Они должны:

- обеспечить возможность проведения измерений без врезки в обследуемую систему, без останковки работающего оборудования;
- быть компактны, легки, надежны, транспортабельны, удобны и просты в работе;
- универсальны, надежны, точны и защищены от внешних воздействий;
- при необходимости должны обеспечивать регистрацию измеряемых показателей в автоматическом режиме с передачей собранной информации в виде, удобном для компьютерной обработки.

В настоящее время имеется широкий ассортимент приборов иностранного и отечественного производства, удовлетворяющих этим требованиям.

Электроизмерительные приборы

1. Универсальные токоизмерительные клещи *Clamp Power Meter*.

Назначение. Измеряют, в том числе с запоминанием и выводом информации на персональный компьютер, постоянные и переменные токи (до 1000 А), напряжение (до 700 В), частоту (40–1000 Гц), $\cos \varphi$, активную и реактивную мощности в промышленной сети напряжением до 700 В (интервал между измерениями от 0,5 до 4000 сек.).

Применение. Позволяют производить без отключения измерения режимов работы электродвигателей,

трансформаторов, можно проверять симметричность электрической нагрузки, записывать разгонные характеристики потребления электропривода. Имеется программа для совместной работы с ноутбуком для сбора информации в процессе измерений и обработки результатов.

2. Тарифный 3-фазный счетчик с микро-ЭВМ «TACOM» (Производство Дании).

Назначение. Измеряет активное энергопотребление в 3-фазной сети с линейным напряжением до 400 В и током до 1000 А, с помощью многопредельных токоизмерительных клещей (0–1000 А) с выходом на 5 А. Подключение обмоток напряжения по схеме «звезда». Встроенный компьютер записывает среднюю мощность нагрузки за заданные периоды осреднения в четвертях часа. Работает, как многотарифный электрический счетчик с запоминанием графика потребления за 94 дня. Имеется возможность через оптическую связь программировать режим работы счетчика при его запуске и сбрасывать собранную информацию на компьютер. Имеется программа для графической и цифровой обработки собранной информации. Стоимость около 2000 USD.

Применение. В энергоаудите используется для снятия кривых электропотребления трансформаторных подстанций, цехов, технологического оборудования за исследуемый период, определения периода максимума электропотребления при определении заявляемого максимума в часы пик и принятия решения о корректировке временного режима эксплуатации электропотребляющего оборудования.

Российские аналоги. Трехфазные счетчики активной энергии микропроцессорные, многофункциональные, многотарифные, повышенной надежности АВВ Евро-альфа, ЦЭ6823. Класс точности 2,0; 1,0; 0,5. Имеют встроенный программируемый таймер, энергонезависимую память. Оборудованы оптическим портом ввода/вывода и интерфейсом RS485 или ИРПС. При доукомплектовании тремя измерительными клещами с выходом на 5 А и соединительными проводами с зажимами типа «Крокодил» позволяют проводить измерения электропотребления без остановки на период подключения, с регистрацией суточных графиков получасовых мощностей за несколько суток.

3. Портативные электроанализаторы AR.4M, AR.5 фирмы «CIRCUTOR».

Назначение. Анализ количества и качества электроэнергии в сетях 220/380 В, а также в высоковольтных сетях при наличии измерительных трансформаторов. Запись суточных, недельных и месячных графиков нагрузки. Обработка данных на персональных компьютерах. Простая установка без отключения потребителя. Регистрируются напряжение фаза-нейтраль и среднее значение, ток в каждой фазе, гармоники тока и напряжения до 15 (AR.4M), 49 (AR.5) порядка, $\cos \varphi$. Система подключается к измеряемому

объекту через токоизмерительные клещи и зажимы типа «Крокодил». Стоимость около 7000 USD.

Применение. Подробный анализ качества электроэнергии характера нагрузки потребителя, запись графиков потребления энергии.

Теплотехнические измерительные приборы

1. Ультразвуковой расходомер Portaflow MK11-R, Portaflow 204 и 208, Portaflow 300 фирмы «Micronics» (прибор с датчиками накладного типа, работает без врезки в трубопровод).

Назначение. Использован «время-проходной» способ измерения. Регистрирует скорость и считает расход жидкости в трубах $\varnothing$ 15–5000 мм с температурой трубы от –20 до +200 °С при скорости 0,3–12 м/сек ($Re \geq 4000$), вывод информации на дисплей, есть дополнительно аналоговый выход на принтер или запоминающее устройство. Загрязнения воды повышают надежность измерений. Устойчивы к загрязнениям и пузырькам воздуха приборы, использующие доплеровский эффект. Питание от NiCd-батареи 2,2 Ач (без подзарядки работает 10 ч). Имеется зарядное устройство 9–25В. Стоимость около 8000 USD.

Рабочая температура датчиков типа А от –35 до 100 °С; В — от –35 до 200 °С.

Применение. В комплекте с блоком-накопителем предназначен для проведения построения графика недопотребления и расхода теплоты (при анализе режимов работы элементов системы отопления, зданий). Можно анализировать режимы работы систем хозяйственно-питьевого и горячего водоснабжения при подборе насосного оборудования, настраивать гидравлический режим систем отопления, проверять исправность узлов учета расхода воды и т. д.

В комплекте с двухканальным термометром МК-44 (ТК-5) позволяет проводить измерения мощности теплотопотребления.

Российский аналог. Ультразвуковой расходомер «Днепр-7». Использован доплеровский принцип, работает в условиях чистой среды, диапазон скорости 0,1÷3 м/с, диаметр трубы 20÷1000 мм, температура среды 3÷150 °С. Имеется модель с двумя термодатчиками аналоговыми входами, позволяющими использовать его в режиме теплосчетчика.

2. Электронный прибор сбора данных «Squirrel-1000» (блок накопитель).

Назначение. Прибор предназначен для регистрации показаний термодатчиков, времени и аналоговых сигналов с заданным интервалом между записями. Прибор укомплектован термодатчиками накладного типа с рабочим диапазоном температур от –30 до 70 °С, от –50 до 150 °С, от –100 до 300 °С, имеется четыре температурных канала и четыре аналоговых канала. К аналоговым каналам могут быть подключены приборы с аналоговым выходом (от ультразвукового расходомера и др. приборов). Интервал

периодов при записи может изменяться от 1 сек. до 24 часов с шагом 1 с. Емкость памяти 128 кБ, т. е. могут храниться 65 000 показаний. Можно менять масштаб записываемого сигнала. Питание от 6 пальчиковых батарей АА (одного комплекта достаточно на 1 год).

Применение. Накопитель информации используется при измерениях температур непосредственно с термопарами и в комплекте с любым прибором, имеющим аналоговый выход. При работе с ультразвуковым расходомером может работать в режиме счетчика расхода воды и теплоты с записью графиков водо- и теплопотребления. Режим теплосчетчика реализуется при подключении двух термопар на прямую и обратную линии теплосети. Стоимость около 2000 USD.

3. Ультразвуковой толщиномер «SONAGAGE 11».

Назначение. Измеряет толщину стенки труб и других твердых материалов. Диапазон измерения 0,95 ÷ 199 мм. Питание от батареи РРЗ (на 55 час.).

Применение. Предназначен для работы с ультразвуковым расходомером для измерения толщины стенки труб.

Российский аналог. Толщиномер ультразвуковой УТ-80. Диапазон измеряемых толщин 0,5 ÷ 100 мм. Изготовитель: НПА «ТЕХНОАС», Московская обл., г. Коломна, а/я 4, ул. Октябрьской революции, 406а, т. (09661)35147.

5. Инфракрасный термометр КМ-826, КМ-1000 с лазерным прицелом.

Назначение. Прибор предназначен для дистанционного измерения температур поверхностей в диапазоне от –20 до 500 °С с цифровой индикацией результатов измерений и указанием лазером точки измерений. Точность измерений — ±2 °С. Питание — 9 В (типа «Крона») на 50 час. Режимы измерения:

- определение $T_{\max}$, $T_{\min}$, ΔT , $T_{\text{ср}}$;
- режим поиска площадей с отклонением > или < $T_{\text{зад}}$.

Применение. Обследование состояния теплоизоляции теплотрасс, домов, мест утечек теплоты, холода, поиск объектов с заданной температурой поверхности.

Российские аналоги. Инфракрасный термометр «КЕЛЬВИН». Высокая угловая разрешающая способность. Показатель визирования 1/80, 1/120, 1/250, 1/300. Диапазоны измерения температур от –30 до +1800 °С, точность измерения — ±1 °С, запоминание и удержание измеренного максимума, корректировка степени черноты. Имеет лазерный целеуказатель измерения. Напряжение питания — батареи типа «Крона». № 16 957 98 в Государственном реестре измерительных средств. Для технологии выпускаются инфракрасные датчики температур.

Портативная тепловизионная система «ИРТИС-200», в комплект входит ноутбук, позволяет за 1–2 секунды

формировать инфракрасное изображение обследуемого объекта, угол изображения 20 × 25°, чувствительность 0,05 °С. Термографические обследования позволяют получать термограммы подземных и наземных теплотрасс, высоковольтного оборудования, теплопотерь через стыки зданий. Вес — 1,8 кг.

6. Термоанемометр «Sweta» Air-30.

Назначение. Прибор измеряет температуру газового потока в диапазоне от –30 до 90 °С, скорость воздуха от 0 до 30 м/сек. Прибор с телескопическим выдвижным датчиком. Напряжение питания 9 В (батарея типа «Крона»).

Применение. Прибор предназначен для обследования сушильных установок, систем вентиляции.

7. Прибор для измерения температуры и влажности воздуха КМ-8006.

Назначение. Прибор измеряет температуру от 0 до 450 °С и влажность от 0 до 97 %, имеется аналоговый выход. Напряжение питания — 9 В.

Применение. Применяется для анализа режимов работы вентиляционных систем, сушильных установок, климатических камер.

8. Контактный цифровой термометр КМ-44 для измерения температур с помощью контактных термодатчиков.

Назначение. Двухканальный прибор для измерения температуры поверхности твердых тел, жидкостей, сыпучих веществ, воздуха и газовых смесей с помощью термопар погружного и накладного типа в диапазоне температур от –200 до 400 °С, позволяет измерять разность температур.

Применение. Прибор в комплекте с ультразвуковым расходомером МК-11 позволяет измерять расход теплоты в системах теплоснабжения.

Российские аналоги. 1) Цифровые контактные термометры ТК-3М, микропроцессорный ТК-5М. Диапазон измеряемых температур для ТК-3М равен 10 ÷ 600 °С, для ТК-5М: 200 ÷ 1300 °С, разрешающая способность для ТК-3М равна 1 °С, для ТК-5М — 0,1 ÷ –1 °С, время установки индикации показаний 0,1 (6 с., габариты — 180 × 60 × 20 мм, масса 0,32 кг.

9. Акустический ультразвуковой дефектоскоп (течеискатель) «Betasonic 1000 М».

Назначение. Прибор по уровню шума, создаваемого струей в месте утечки из пневмосистем, с помощью чувствительной остронаправленной микрофонной системы, позволяет локализовать дефекты в магистралях, емкостях, вентилях и других устройствах. Напряжение питания — 9 В (элемент типа «Крона»).

Применение. Прибор является акустическим дефектоскопом, предназначен для обнаружения мест утечек в газовых системах, работающих под давлением и разрежением, определить дефекты в подшипниках, неплотности емкостей и др.

10. Течеискатель акустический портативный «Успех-АТ-1».

Назначение. С помощью высокочувствительного сейсмического микрофона, чувствительность которого

выше зарубежных аналогов, высококачественного усилителя с системой фильтров (прибор имеет 3 рабочих режима) по акустическому излучению определяется место утечки и повреждения системы, находящейся под землей на глубине до 5 м с точностью до 0,6 м.

Применение. Определение мест утечек воды в системах водоснабжения и отопления, газа в системах газоснабжения при давлении не менее 1,8 атм.

11. Тахометр КМ-6003.

Назначение. Прибор измеряет контактным либо дистанционным оптическим способом частоту вращения. Прибор цифровой. Предел измерения — от 0 до 10 000 об/мин. Напряжение питания — 9 В (элемент типа «Крона»).

Применение. Прибор предназначен для определения режима работы вентиляторов, насосов, компрессоров, электродвигателей.

12. Люксметр модель 931065.

Назначение. Предел измерения уровня освещенности от 0 до 20 000 люкс.

Применение. Предназначен для обследования системы освещения.

13. Ноутбук «TOSHIBA Satellite 110CS».

Назначение. Процессор Pentium, емкость памяти 780 Мбайт.

Применение. Применяется для сбора и обработки собираемой информации.

Каждый прибор имеет подробные инструкции по методике их применения на русском языке.

5.3. МОНИТОРИНГ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ. ОСОБЕННОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И КАНАЛИЗАЦИИ

Мониторинг объекта предполагает осуществление систематического (непрерывного или периодического) сбора информации о расходных характеристиках и параметрах объекта, а также используемых в нем рабочих тел, энергии, энергоносителей и оборудования с целью оценки его состояния и выработки управляющих воздействий на объект, направленных на поддержание или изменение его характеристик, режимов работы.

В случае мониторинга систем водоснабжения и канализации осуществляется непрерывный и/или периодический контроль и регистрация общих и частных (в зависимости от качества и назначения воды, характера потребителя) расходов свежей воды и сточных вод.

Знание общих расходов воды питьевого качества, технической воды из источников водоснабжения или

сточной воды, направленной на повторное использование после обезвреживания во внешних (не собственных) очистных сооружениях, необходимо для проведения расчетов с водоснабжающими организациями.

Знание частных расходов необходимо для составления общих и частных водных балансов предприятия, хозяйственно-бытовых, технологических и энергетических систем.

Непрерывный или периодический контроль и регистрация качества воды важны для обеспечения безопасной, надежной и эффективной эксплуатации указанных систем.

Непрерывный или периодический контроль и регистрация состава и показателей загрязнения сточных вод требуется для оценки эффективности работы канализационных систем и очистных сооружений, снижения затрат на оплату за сброс сточных вод во внешние канализационные системы и очистные сооружения.*

Анализ информации о расходах, качестве воды, составе и свойствах сточных вод является основой для выработки или коррекции системы планово-предупредительных ремонтов сетей и оборудования систем водоснабжения и канализации, коррекции дозировки реагентов, оценки эффективности работы систем обработки воды и стоков, их модернизации, включая замену физически и морально устаревшего оборудования на современное.

Оценка эффективности систем проводится:

- по удельным затратам на подачу воды или отвод сточных вод;
- на основе сопоставления фактических и нормативных затрат энергии и реагентов, показателей качества воды и загрязнения стоков, по результатам сопоставления показателей эффективности систем водоснабжения и водоотведения с аналогичными показателями ведущих отечественных и зарубежных фирм в данной области.

Управляющие воздействия осуществляются с помощью технических средств, например АСУТП и т. п. Кроме того, используются законодательные, административные и экономические рычаги воздействия.

5.4. ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ В СИСТЕМАХ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И КАНАЛИЗАЦИИ

Водоснабжение населенных пунктов производится от водозаборных скважин, водозаборов из открытых источников (водоемов и рек) через систему водозаборных узлов с системой водоочистки.

* При определении расходов на оплату сброса сточных вод во внешние системы учитываются не только объем, но и превышение нормативных значений показателей загрязнения стоков.

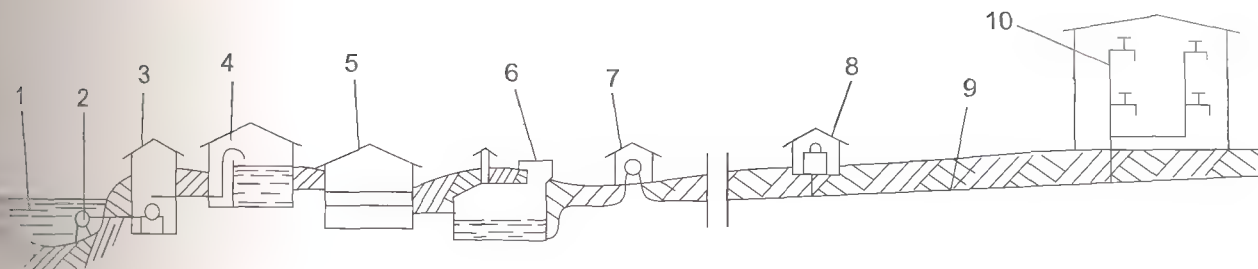


Рис. 5.5.1. Схема системы водоснабжения:

1 — водоисточник; 2 — водозаборное устройство; 3 — насосная станция первого подъема; 4 — отстойник; 5 — фильтр; 6 — резервуар чистой воды; 7 — насосная станция второго подъема; 8 — напорные регулирующие емкости; 9 — наружная сеть; 10 — внутренний водопровод

Вода забирается насосами первого подъема, при необходимости проходит систему водоочистки и накапливается в резервуарах второго подъема (см. рис. 5.5.1). Насосы второго подъема подают воду в городскую систему водоснабжения. Каждый водозаборный узел обычно имеет не менее двух скважин (водозаборных насосов первого подъема). Производительность насосов первого подъема больше среднего значения подачи воды от водозаборного узла в систему. Буферные емкости второго подъема сглаживают график подачи насосов первого подъема. Насосы первого подъема работают в постоянном, по подаче воды, режиме. Объем подаваемой воды регулируется продолжительностью их работы. Насосы второго подъема работают в соответствии с режимом водопотребления, который в течение суток, дней недели и времени года сильно меняется.

Снабжение водой промышленных предприятий осуществляется либо от системы водоснабжения ближайшего населенного пункта, либо от собственного водозаборного узла. Сброс сточных вод производится либо в городскую канализационную сеть и городские очистные сооружения, либо на собственные очистные сооружения, а после них — в водоемы.

Перерасход энергии в системах водоснабжения (в том числе оборотного) и водоотведения вызывается следующими причинами:

- нарушениями или несоблюдением правил эксплуатации систем водоснабжения и водоотведения;
- износом сетей и оборудования;
- просчетами, допущенными при подборе и установке насосов;
- нарушениями или выбором нерациональных режимов их эксплуатации;
- утечками воды из системы через уплотнения насосов, через свищи в стенках труб, образующиеся под действием коррозии, через неисправную запорно-регулирующую арматуру;
- увеличением гидравлического сопротивления сетей в результате зарастания трубопроводов отложениями;

- колебаниями нагрузки систем водоснабжения и водоотведения;
- отсутствием стимулов экономичного расходования воды персоналом предприятий, жителями населенных пунктов;
- отсутствием средств автоматизации, учета и диспетчеризации водопотребления и водоотведения;
- в системах горячего водоснабжения — вследствие застаивания и остывания воды в тупиковых участках системы (см. рис. 5.5.2–5.5.4, а также рис. 5.1.14) при низких уровнях водоразбора, в результате чего потребитель вынужден сливать ее значительное количество до тех пор, пока не пойдет горячая вода.

Электрическая мощность привода насоса рассчитываются по формуле:

$$N = \frac{\Delta p \cdot G}{\rho \cdot \eta} \quad (5.5.1)$$

Следовательно, знание расходов и давления, а также их изменения на общем вводе объекта и на вводах потребителей (цехов, административно-бытовых зданий, котельных, ЦТП и др.) позволяет оценить текущие затраты энергии на прокачку, отследить увеличение затрат вследствие увеличения гидравлического сопротивления участков системы в результате коррозии и увеличения слоя отложений в трубопроводах.

Все рекомендуемые энерго- и ресурсосберегающие мероприятия могут быть разделены на беззатратные и малозатратные, средnezатратные и высокозатратные.

5.4.1. Беззатратные и малозатратные мероприятия

На осуществление беззатратных и малозатратных мероприятий не требуется дополнительных затрат, или же дополнительные затраты окупаются в течение

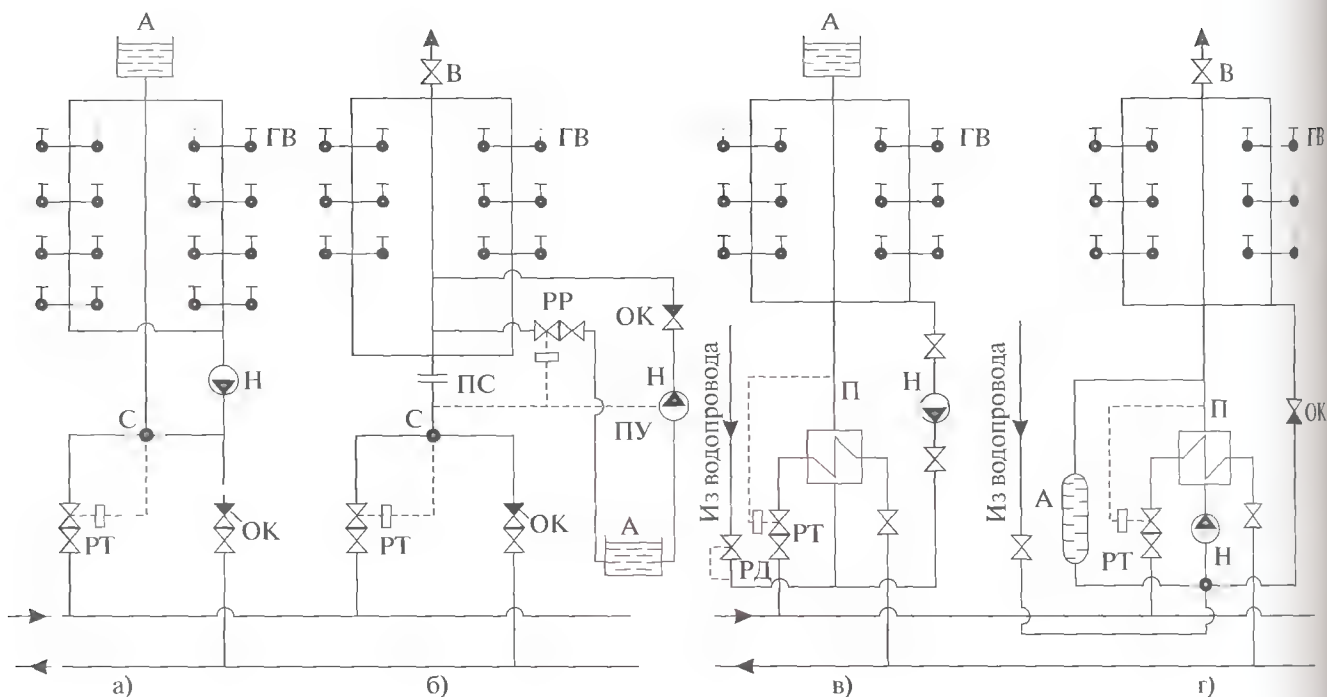


Рис. 5.5.2. Схемы присоединения установок горячего водоснабжения к тепловым сетям:

а, б) — к открытой сети с верхним и нижним аккумуляторами; в, г) — к закрытой сети с верхним и нижним аккумуляторами; РТ — регулятор температуры; С — смеситель; А — бак-аккумулятор горячей воды; ГВ — краны горячего водоснабжения; ОК — обратный клапан; РД — регулятор давления; РР — регулятор расхода; ПУ — пусковое устройство; ПС — постоянное сопротивление

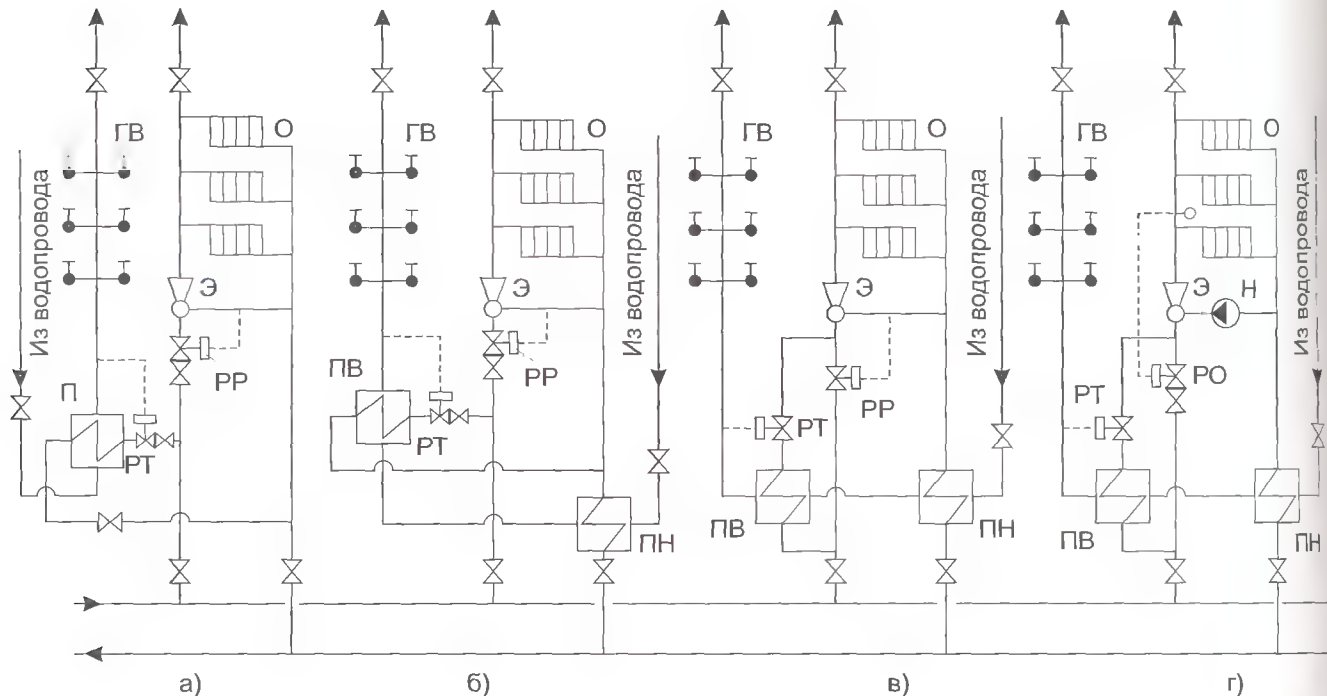


Рис. 5.5.3. Схемы совместного присоединения систем отопления и горячего водоснабжения к закрытой тепловой сети:

а) — параллельная; б) — смешанная; в) — последовательная; г) — последовательная с регулятором отопления; ПН — подогреватель водо-водяной нижней ступени; ПВ — подогреватель водо-водяной верхней ступени; РО — регулятор отопления. Остальные обозначения те же, что на рис. 5.5.2

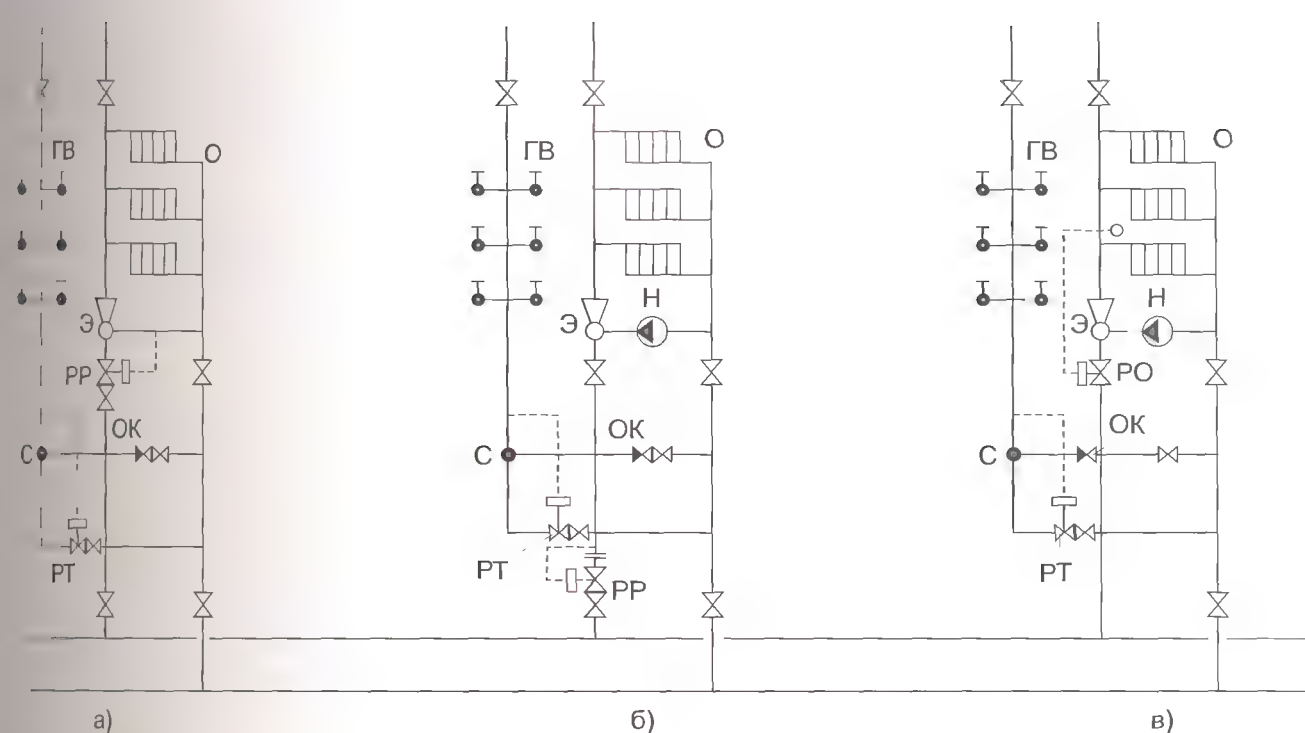


Рис. 5.5.4. Схемы совместного присоединения систем отопления и горячего водоснабжения к открытой тепловой сети:

а) — схема независимого регулирования; б) — схема связанного регулирования; в) — схема независимого регулирования с регулятором отопления. Остальные обозначения см. на рис. 5.5.2 и 5.5.3

нескольких месяцев вследствие снижения эксплуатационных затрат.

К числу таких мероприятий, в частности, относятся следующие.

1. Соблюдение правил эксплуатации систем водоснабжения и канализации и применяемого в них оборудования, предусматривающих своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов, замену набивки и подтяжку уплотнений насосов, вентилях и задвижек, замену неисправной арматуры, устранение утечек и т. д. Более подробно см. в разделе 3 настоящего руководства.
2. Замена морально устаревших ламп освещения помещений насосных на более совершенные. Например, электроламп ДРЛ-250 на электролампы ДНА-Т-100. Ожидаемая экономия электроэнергии — 35 % в год. Эффект достигается, поскольку лампы ДНА-Т-100 при том же световом потоке потребляют вдвое меньше электроэнергии. Некоторое увеличение затрат на приобретение ламп из-за более высокой цены может быть скомпенсировано уменьшением их общего необходимого количества.
3. Замена асбестографитовых уплотнений насосов уплотнениями на основе тефлона, обеспечивающих увеличение срока эксплуатации в среднем в 6 раз. Дополнительные затраты окупаются в течение нескольких месяцев (до 0,5 года).

4. Замена арматуры устаревших типов на более современную. Например, при замене кранов с резиновыми прокладками (у раковин, раковин, смесителей) на керамические (краны типа поворотных задвижек) практически отпадает операция по ревизии и смене прокладок, которую в многоэтажных зданиях часто приходится производить не реже одного раза в месяц. Соответственно, снижаются утечки воды и нагрузка на эксплуатационный персонал.

Аналогичная ситуация имеет место при замене латунных клапанов в сливных бачках унитазов на клапаны из полимерных материалов (полистирола, полиакрила и др.).

При наличии емкостей второго подъема для накопления необходимых запасов воды в ночное время имеется возможность отказаться от работы насосов первого подъема в часы пик. Это позволяет использовать льготы по двухтарифным ставкам системы учета электропотребления.

5.4.2. Среднезатратные мероприятия

К числу мероприятий, затраты на проведение которых окупаются преимущественно за 2–3 года, относятся следующие.

1. **Обеспечение экономичных режимов эксплуатации насосов.** Для обеспечения эконо-

мичных режимов эксплуатации насосов рекомендуются следующие организационные мероприятия:

- замена группы малопроизводительных насосов более производительными, имеющими, как правило, более высокие КПД в рабочем диапазоне расходов жидкости;
- замена насоса, если гидравлическая характеристика сети не соответствует его паспортным данным; на практике приведения в соответствие характеристик сети и насоса достигают также обточкой рабочих колес (см. п. 1.3.3. настоящего руководства), но при этом снижаются не только напор, развиваемый насосом, но и КПД;
- повышение КПД насосов до их паспортных значений установкой новых уплотнений в сочетании с тщательной балансировкой рабочих колес;
- замена агрегатов, передача вращающего момента на вал которых от вала двигателя осуществляется через редуктор или клиноременную передачу, на насосы, у которых рабочее колесо находится непосредственно на валу двигателя, в результате чего устраняются потери энергии в передаче;
- осуществление автоматизированного управления работой насосного оборудования для максимально возможной загрузки насосов, так как наименьший удельный расход электроэнергии наблюдается при максимальной подаче насоса; следует учитывать, что насос работает с максимальным КПД, если мощность электродвигателя в $1,2 \div 1,25$ раза выше мощности, потребляемой насосом, а при производительности насоса 30 % от номинальной потребление мощности составляет 60 % номинальной;
- регулирование производительности насосов изменением частоты вращения рабочего колеса с помощью частотно-регулируемого электропривода, чтобы исключить необходимость дросселирования системы с помощью задвижек, вентиля, других видов арматуры;
- при отсутствии регулятора частоты регулирования производительности насосной установки или станции может выполняться не только с помощью дроссельных заслонок (задвижек или вентиля и т. п.), закрытие которых ведет к росту гидравлического сопротивления системы и затрат мощности на электропривод насосов, но и путем ступенчатого включения-выключения параллельно установленных насосов меньшей производительности;
- в системах водоснабжения с насосными агрегатами, рассчитанными на максимальное потребление воды при максимальном напоре, целесообразно устанавливать емкости-накопители (аккумуляторы) воды на высоте требуемого напора с устройством автоматического отключения

насосного агрегата при заполнении емкостью водой (см. схемы на рис. 5.1.15). При этом учитывается то, что потребность в максимальной мощности на практике бывает кратковременной.

Если насосы второго подъема работают по сильно меняющемуся графику водопотребления, минимум которого приходится на ночной период, а на городскую сеть водоснабжения работают несколько водозаборных узлов, следует использовать систему автоматического переключения подачи воды на менее мощные (по производительности) насосы, либо включать часть водозаборных узлов — при разветвленной кольцевой системе водораспределения. Объясняется это тем, что электрическая мощность, потребляемая насосами второго подъема на холостом ходу (по характеристикам электронасосных агрегатов), составляет 40–60 % номинальной. Для этого необходимо проанализировать изменение КПД водозаборных узлов в системе водоснабжения ($\eta = G\Delta p / P$) в течение суток и времени года, выявить периоды наиболее экономичной работы и учитывать это в выборе режимов эксплуатации системы. Необходима автоматизированная система управления водозаборными узлами с датчиками давления, расположенными в критических, по давлению, точках системы водораспределения, которая в совокупности с частотными регуляторами оптимизирует режимы работы насосов.

Применение частотных регуляторов оборотов электродвигателей насосов позволяет поддерживать экономичные режимы работы всей системы. Экономия энергии при этом может достигать 30 % и более.

Оснащение циркуляционных, подпиточных или подмешивающих насосов частотно-регулируемыми приводами. Затраты 7 тыс. руб. за 1 кВА установленной мощности. При мощности электропривода 15 кВт – 105 тыс. руб. Экономия 30 % потребляемой электроэнергии в денежном выражении при тарифе 1 руб./кВт·ч составит около 18 000 руб. А экономия 10 % потребляемой тепловой энергии при круглосуточной работе привода — около 900 тыс. руб./год. Более подробно см. в п. 5.5.6.

Если высота подъема скважинного насоса не соответствует глубине динамического уровня воды в скважине:

$$\Delta \mathcal{E} = \rho g Q \Delta H \tau / (1000 \eta) \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (5.5.2)$$

где: $\Delta \mathcal{E}$ — потери электрической энергии в электронасосном агрегате как следствие несогласования высоты подъема с характеристикой насосного агрегата; ρ — плотность воды, кг/м³; g — ускорение свободного падения 9,81 м/с²; Q — производительность скважинного насоса, м³/с; ΔH — разность высоты напора насоса и высоты подъема с учетом гидродинамических потерь в линии, м; η — КПД электронасосного агрегата; τ — время работы насосного агрегата, ч.

Способ устранения перерасхода энергии — замена существующего насоса на насос, напор которого соответствует высоте подъема воды с учетом гидравлических сопротивлений системы. Затраты на его приобретение I_1 и переоборудование скважины I_2 при стоимости 1 кВт · ч ц, окупятся за время:

$$(I_1 + I_2) / (0.001 \rho g Q \Delta H \tau \text{ ц}).$$
(5.5.3)

Если напор, создаваемый насосами второго подъема, превышает необходимый по технологическим условиям, то перерасход электроэнергии обусловлен созданием дополнительного гидравлического сопротивления H в системе частичным прикрытием напорной задвижки, т. е. дросселированием системы. Перерасход электроэнергии рассчитывается по формуле (5.5.2). Способ устранения перерасхода электроэнергии — также замена насоса или оснащение его частотнорегулируемым приводом. Второй вариант более предпочтителен, так как позволяет обеспечить экономичную эксплуатацию при переменных нагрузках системы.

Если насосы первого подъема не согласованы по высоте подъема или работают на хвостовой части характеристики насоса, либо задресселированы задвижкой для устранения перегрузки двигателя, то в системах водоснабжения населенных пунктов используют технические приемы по снижению потерь, аналогичные применяемым для снижения затрат энергии на привод промышленных насосов. Они приведены выше.

Если предприятие работает при пониженной производственной нагрузке, следует учитывать, что мощность, потребляемая насосным агрегатом даже в холостом режиме, составляет около 60 % мощности номинального режима. В настоящее время из-за спада производства это особенно характерно. И так как производительность насосного агрегата должна соответствовать потребностям предприятия, целесообразно при снижении водопотребления до 30 % номинальной подачи агрегата переключаться на агрегат меньшей производительности. Экономия электроэнергии при том же напоре насоса ΔH составит:

$$\Delta \mathcal{E} = (0.6 N_{\text{ин}} - N_2) \tau,$$
(5.5.4)

где: $N_{\text{ин}}$ — номинальная мощность, потребляемая электроприводом насоса большой производительности при 100 %-ной его загрузке; N_2 — мощность, потребляемая насосом малой производительности; τ — продолжительность работы насоса малой производительности.

В случае колебания расхода воды в системе целесообразно использовать частотно-регулируемый привод.

При наличии в системе потребителя с небольшим водопотреблением и большим напором, отличающимся по напору от других потребителей, потери энергии

определяются тем, что во всей системе необходимо поддерживать диктуемое этим потребителем давление. Величина потерь рассчитывается по формуле:

$$\Delta \mathcal{E} = \sum_{i=1}^n \rho g Q_i \Delta H_i \tau_i / (1000 \eta) \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \tag{5.5.5}$$

где: Q_i — водопотребление потребителя ($\text{м}^3/\text{с}$); ΔH_i — разность между напором, создаваемым системой, и напором, необходимым для данного i -го потребителя, м; τ_i — продолжительность работы i -го агрегата, ч.

Если имеется потребитель с сильно отличающейся величиной требуемого напора и незначительным по отношению к общему расходу удельным водопотреблением (см. рис. 5.5.5), целесообразно провести технико-экономический анализ необходимости создания насосных станций третьего подъема, рассчитанных на обеспечение указанного потребителя.

2. Изменение диаметра трубопроводов, принципиальной схемы, конструктивного исполнения систем водоснабжения и водоотведения, применение труб из полимерных материалов. Потери от трения жидкости в трубах можно уменьшить на 75 % при увеличении диаметра трубы на 50 %.

Аналогичного результата удастся добиться заменой труб из традиционных материалов на трубы из полимеров, отличающихся значительно меньшей шероховатостью. Например, у стальных труб абсолютная эквивалентная шероховатость составляет $\Delta = 0,5 - 1,5 \text{ мм}$, а у труб из полимерных материалов — $\Delta < 0,2 \text{ мм}$. Они обладают повышенной стойкостью к воздействию агрессивных сред, т. е. менее подвержены коррозии. Кроме того, в трубах из полимерных материалов значительно медленней происходит нарастание отложений

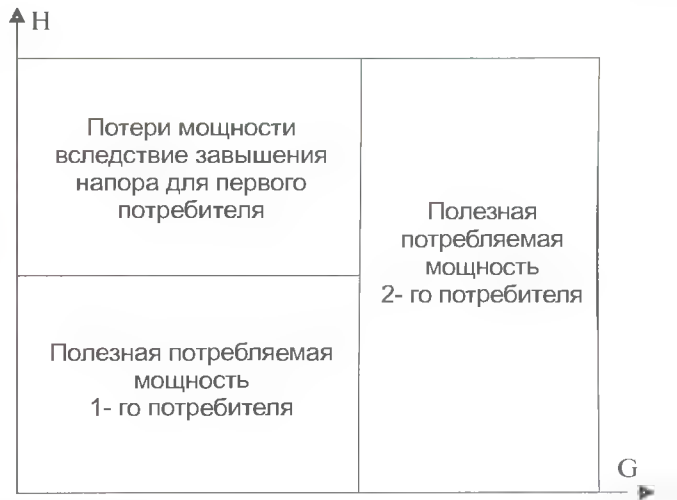


Рис. 5.5.5. Составляющие энергозатрат сети, работающей на двух потребителей с различными требуемыми напорами (мощность системы водоснабжения, необходимая для обеспечения потребителя, пропорциональна площади в координатах G, H)

на стенках. В результате такой замены срок службы сетей увеличивается с 3–10 до 30 лет и более. Гидравлическое сопротивление и затраты мощности на привод насосов при том же диаметре трубопровода и неизменном расходе воды снижаются примерно на 25 %.

Уменьшение гидравлических потерь в системах горячего водоснабжения, значительных при использовании кожухотрубных (секционных) теплообменных аппаратов при их замене на пластинчатые теплообменники, отличающиеся меньшими гидравлическими сопротивлениями самих теплообменников и более простой обвязкой трубопроводов, приводит к дополнительной экономии затрат электроэнергии на прокачку теплоносителя в системе на 5–10 %.

3. Экономия электроэнергии и воды при переходе к оборотным системам водоснабжения. Недостаточное использование систем оборотного водоснабжения приводит к дополнительной нагрузке на очистные сооружения и на насосное оборудование систем водоснабжения и водоотведения. Поэтому, например, переход от прямоточного к оборотному водоснабжению в системах охлаждения энергетического и технологического оборудования снижает потребление воды от внешних источников и, соответственно, нагрузку на насосное оборудование системы водозабора и на очистные сооружения.

Однако возможность реализации подобных решений сдерживается спецификой работы систем охлаждения. Например, во многих химических производствах, хвостовые процессы которых протекают под вакуумом, температура охлаждающей воды в любое время года не должна превышать 10 °С. Указанное условие не может быть обеспечено в оборотных системах с градирнями, брызгальными бассейнами или прудами-охладителями в летнее время. Поэтому переход к системе оборотного водоснабжения возможен только при встраивании в нее холодильной установки (парокомпрессионной, абсорбционной или парорезекторной). Выбор типа установки зависит от наличия дешевого источника электроэнергии или теплоты. Возможность получения пара от котлов-утилизаторов или других теплоутилизационных установок делает предпочтительным выбор абсорбционной или парорезекторной установки, ввод в действие которых окупается обычно в течение нескольких лет в основном за счет снижения затрат на воду от внешних источников и сокращения ее сброса в промышленную канализацию.

В цехах варки фенолформальдегидных смол, применяемых в качестве связующего при изготовлении древесно-стружечных плит, температура охлаждающей воды перед емкостными реакторами не должна подниматься выше 10 °С, так как в противном случае нарушается технологический режим. И если холодильные установки в цеху отсутствуют, приходится использовать воду из артезианских скважин. Но артезианская вода, содержащая до 700 мг/л примесей, подается в рубашку реактора поочередно с греющим паром.

Поэтому конденсат пара загрязняется отложениями, оседающими на стенках рубашечного пространства в период охлаждения, и не подлежит возврату на ТЭЦ или в котельную без дополнительной очистки. Для решения проблемы возврата конденсата можно опять-таки пойти по пути создания оборотной системы охлаждения с холодильным циклом.

4. Борьба с отложениями в системах водоснабжения и водоотведения. Состояние систем водопользования оказывает существенное влияние на гидравлические потери. Заращение трубопроводов камнем в результате отложений приводит к уменьшению их проходного сечения и, следовательно, к увеличению гидравлического сопротивления. В системах водоснабжения домов, находящихся в эксплуатации 25–40 лет, наблюдаются случаи, когда трубы зарастают водным камнем так, что в вырезанных фрагментах не видно просвета. Эта проблема особенно актуальна для малых сельских поселков и небольших городов с плохо работающей системой водоподготовки.

Водогрейные котлы систем горячего водоснабжения через 3–4 месяца зарастают водным камнем, их КПД падает с 85 % до 50 %, водогрейные трубы быстро прогорают. Все это приводит к значительному перерасходу топлива и финансовых затрат [25].

Образование отложений в трубах теплообменных аппаратов систем горячего водоснабжения ведет к увеличению гидравлического и термического сопротивлений теплопередающих поверхностей. В результате возрастают затраты электроэнергии на прокачку теплоносителей и потребление теплоты на нагрев воды в системах вследствие повышения средней температуры греющего теплоносителя и потерь теплоты в окружающую среду.

В системе оборотного водоснабжения, при использовании в ней для подпитки жесткой воды, также возможно зарастание обратной линии камнем и возникновение ненормальных режимов эксплуатации циркуляционного насоса (увеличение гидравлических потерь в системе и увеличении подачи воды на подпитку системы).

Использование воды из водозаборных скважин в качестве питательной воды для небольших котельных сельскохозяйственных усадеб, небольших промышленных предприятий и городов приводит к тому, что котлы и теплообменные аппараты, особенно в сетях горячего водоснабжения, быстро покрываются изнутри накипью, снижается их коэффициент полезного действия. Бывают случаи, когда через 3–4 месяца эксплуатации коэффициент полезного действия котлов горячего водоснабжения снижается до 50–60 % и система нуждается в отмывке.

Заращение отложениями трубопроводов тепловых систем и оборотного водоснабжения приводит к значительному увеличению их гидравлического сопротивления, разбалансировке системы и большим энергетическим потерям на прокачку системы. При постоянном расходе с развитым турбулентным режимом

течения воды в трубах потери давления в них возрастают обратно пропорционально внутреннему диаметру трубы в 5-й степени. Это приводит к значительному перерасходу энергии насосными системами.

Борьба с отложениями является сложной технической проблемой. Она проводится как механическим, так и химическим способами и требует остановки сетей на ремонт.

В настоящее время созданы и начали широко внедряться в системах отопления, горячего и обратного водоснабжения дешевые автономные автоматизированные установки для обработки воды присадками типа «комплексонов», которые после добавления их в малых дозах (около $0,6 \text{ г/м}^3$) в подпитывающую воду, не меняя жесткости воды, препятствуют образованию отложений. Действие присадки основано на нарушении центров кристаллообразования. Разложившиеся при нагреве соли временной жесткости агрегируются и остаются в воде во взвешенном состоянии. В осадок они выпадают в зонах с низкой скоростью движения воды. Поэтому целесообразно применять неполнопоточные (с частичным заполнением проходного сечения) грязевики с низкой скоростью движения воды. При концентрации присадки, превышающей равновесное значение, начинается процесс отмывки системы от ранее образовавшихся отложений.

Так, в сетях г. Белгорода, подземные воды которого отличаются высокой жесткостью, апробирован способ отмывки сетей домов и котлов с помощью комплексонов. Это весьма актуально в связи с изношенностью систем водоснабжения жилого фонда. Способ водоподготовки с применением комплексонов широко применяется также в Ростовской, Тверской областях и др.

Очистка теплообменных аппаратов и трубопроводов водоснабжения от отложений водного камня позволяет увеличить проходное сечение и снизить гидравлические потери. В этих целях перспективной является обработка воды комплексонами.

При применении комплексонов нет необходимости использовать Na-катионитовые ионообменные фильтры, устраняются потери воды на их промывку, отсутствуют в сточных водах хлориды. Традиционно применяемые системы ионообменных фильтров требуют больших эксплуатационных затрат, капиталоемки и не всегда технически грамотно эксплуатируются в небольших тепловых системах.

Стоимость обработки питательной воды при использовании комплексонов снижается на один-два порядка. Одного килограмма присадки достаточно для обработки около 1500 м^3 воды.

Комплексоны в РФ применяются около 20 лет. Но широкое распространение этого способа сдерживалось отсутствием надежных автоматических дозирующих систем. В настоящее время ситуация изменилась к лучшему.

Использование акустических и электроискровых высоковольтных методов очистки теплообменных ап-

паратов и трубопроводов менее эффективно и носит эпизодический характер.

Способ борьбы с отложениями в тепловых системах с помощью комплексонов, содержащих фосфоновые группировки — $\text{PO}(\text{OH})_2$, и комплексонов, производных от комплексонов, был предложен около 30 лет назад.

Применение комплексонов для расслоения и отмывки отложений основано на их способности в определенных концентрациях вступать во взаимодействие с ионами металлов (Ca, Mg, Fe и др.) в широком диапазоне pH и образовывать устойчивые водорастворимые комплексы.

Фосфорсодержащие комплексы в концентрациях значительно меньших, чем стехиометрические, предотвращают образование накипи в перенасыщенных растворах малорастворимых солей CaCO_3 . Это свойство комплексонов послужило основой для использования их в качестве ингибиторов солеотложения.

Ингибирующее действие комплексонов (ОЭДФ, НТФ, Zn ОЭДФ, $\text{K}_2\text{Zn ОЭДФ}$, $\text{Na}_2\text{Zn ОЭДФ}$) основано на их избирательной адсорбции на активных центрах образующихся кристаллов накипи, что препятствует как росту самих кристаллов, так и тормозит зарождение центров кристаллизации, меняет форму кристаллов. В перенасыщенных карбонатами кальция растворах комплексоны образуют прочный комплекс с ионами Ca^{2+} . Этот комплекс сорбируется поверхностью ранее образовавшихся кристаллов и образующихся зародышей кристаллов карбоната кальция и препятствует их направленному росту и агломерации. Отсутствие центров кристаллизации за счет блокирования их на поверхности кристаллов обеспечивает поддержание раствора в перенасыщенном состоянии без выделения накипи. Этот эффект способствует размыванию ранее образовавшихся отложений. Эффективность применения комплексонов зависит от их концентрации и химического состава воды.

При обработке комплексонами воды с содержанием железа более $0,3 \text{ мг/л}$ целесообразно предварительно провести ее обезжелезивание, так как часть комплексонов расходуется на связывание ионов железа.

До начала применения комплексонов системы с отложениями целесообразно отмыть, предпочтительно в несколько этапов, при больших дозировках концентрации комплексонов.

При эксплуатации сетей с накопившимися отложениями поддерживается концентрация комплексонов, соответствующая равновесному состоянию, когда старые отложения не отмываются, а новые не образуются.

Нарушение этого равновесия в сторону интенсивной отмывки сетей приводит к тому, что все накопившиеся шламы попадают в воду и начинают скапливаться в зонах системы с низкой скоростью движения воды в системе, когда она ниже скорости витания сформировавшихся включений. Особенно это опасно для котлов. В системах, использующих комплексоны, необходимо применять самые интенсивные методы

шламоудаления, правильно размещая шламоотделители и обеспечивая низкую скорость движения воды при их включении по схеме байпаса, пропуская через них небольшой процент воды системы. В процессе эксплуатации в конечном счете вся вода пройдет через шламоотделитель.

Расход комплексонов рассчитывают исходя из объема отмываемого контура и количества отложений. На завершение очистки указывает стабильность во времени концентраций ионов железа, комплексона и значения pH.

Широкое применение способа борьбы с отложениями в тепловых сетях с помощью комплексонов сдерживалось недостаточным развитием производственной базы для массового выпуска необходимых соединений комплексонов, отсутствием элементной базы для технологии автоматического дозирования присадок, удовлетворяющих нормам необходимых концентраций по условию ПДК, и отсутствием широкого освещения опыта эксплуатации тепловых систем, применивших и успешно эксплуатирующих «новый способ ХВО».

Учитывая возросшие экономические затраты на традиционные способы обработки питательной и сетевой воды с применением ионообменных фильтров (стоимость достигает около 7 руб./м³), представляет интерес переход на новую автоматизированную (стоимостью около 10 тыс. руб. без постоянного обслуживания) систему обработки воды. При цене комплексона 15–30 руб./кг одного килограмма комплексона достаточно для обработки до 1700 м³ питательной воды. Себестоимость обработки одного м³ воды при этом достигает нескольких копеек, нет сброса хлоридов металлов на очистные сооружения, трубы системы подвергаются обработке (при применении цинконата комплексонов), замедляющей химическую коррозию,

происходит отмывка тепловой системы от ранее налившихся отложений.

Обработка комплексонами воды не предотвращает образование биологических и наносных отложений. Поэтому используемая из поверхностных источников вода должна пройти предварительную механическую очистку.

Применение комплексонов не исключает необходимость деаэрации подпиточной воды.

Остаточное содержание комплексона в системе не должно превышать предельных допустимых концентраций, указанных в санитарно-гигиенических характеристиках оксиэтилидидифосфоновой кислоты ОЭДТринатриевой Na₃ОЭФД, монокалевой КОЭФД, солей, нитрилотриметилфосфоновой кислоты НТФ, которые на основании данных Института реактивов и особо чистых веществ (ИРЭА), г. Москва, приведены в табл. 5.5.1.

Перечисленные вещества умеренно токсичны с умеренно выраженной способностью к кумуляции. Относятся к 3-му классу умеренно опасных веществ (ГОСТ 12.1.007-76). Слабо раздражают кожу и слизистую оболочку глаз. Проливы цинкового комплексона ZnОЭДФ смываются водопроводной водой. При попадании на кожу или в глаза необходимо промыть пораженное место водой, а затем соответствующим раствором бикарбоната натрия (2 %-ный раствор для нейтрализации раствора комплексона на поверхности кожи и 0,5 %-ный — для промывки глаз). Эти рекомендации необходимо иметь в виду при приготовлении концентрированных рабочих растворов для дозирующего устройства.

Выпускаются дешевые сертифицированные отечественные автоматизированные установки «Комплексон-6» (г. Тверь, ПКФ «ХИМТЕХ-ЦЕНТР», тел. (082) 42-6036, 57-2490 — моб.). Цена около 2500 у. е. (по данным на 1999 г.) [25].

Таблица 5.5.

Допустимые нормы концентрации комплексонов в воде хозяйственно-бытового назначения [25]

Соединение	ПДК в воде водоемов санитарно-бытового назначения	ПДК в воде рыбохозяйственных водоемов	ОБУВ в воздухе рабочей зоны	ОБУВ в атмосферном воздухе
	Перечень № 2932-83 ПДК и ОБУВ в воде веществ в водных объектах хозяйственно-питьевого и культурно-бытового пользования МЗ СССР	Дополнительный перечень № 30-11-Т1 Главрыбвода к приложению № 3 «Правил охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами»	Список № 6 вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Перечень № 2155-80 МЗ СССР от 18.03.80 г	Список 21-91-80 от 01.08.80 г. Дополнение к списку 14-30-71 от 03.07.76 г. ОБУВ загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест
ОЭДФ	0,6 мг/л	0,9 мг/л	2,0 мг/м ³	0,04 мг/м ³
Na ₃ ОЭДФ	0,3 мг/л	—	5,0 мг/м ³	0,2 мг/м ³
КОЭДФ	0,3 мг/л	—	2,0 мг/м ³	—
Zn ОЭДФ	5,0 мг/л (для горячей воды)	—	—	—
НТФ	1,0 мг/л	0,1 мг/л	2,0 мг/м ³	0,03 мг/м ³

Рекомендуемые концентрации комплексонов ОЭДФ в сетевой и подпиточной воде по данным ИРЭА для различных значений индекса насыщения исходной воды

Индекс насыщенности карбонатом кальция I	Водородный показатель рН	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10
		C _{ОЭДФ} — концентрация комплексона ОЭДФ в подпиточной и сетевой воде, мг/л						
-2	< 5	0,5	0,8	1	2	2	4	4
-1	5-6	0,5	0,8	1	2	3	4	5
0	6-7	0,5	0,8	1	2	3	4	5
1	7-8	1	2	2	3	4	5	5
2	8-9	2	3	3	—	5	5	5
3	9-10	3	4	4	—	5	—	—
4	10-11	4	5	5	5	—	—	—
5	11-12	5	5	5	—	—	—	—

В табл. 5.5.2 приведены рекомендуемые концентрации комплексонов ОЭДФ в сетевой и подпиточной воде, по данным ИРЭА для различных значений индекса насыщения исходной воды. На рис. 5.5.6 — схема установки для дозирования комплексонов [25].

5. Устранение утечек воды. При наличии утечек воды в системе (см. табл. 5.5.3) потери энергии равны величине утечек, умноженных на удельные энергозатраты подачи воды в систему. Кроме видимых утечек воды через неплотности в системах водопользования важно определение величины потерь в подземных частях водопроводов и емкостей для хранения воды. В системе водоотведения дополнительные потери могут возникнуть при нарушении технологии очистки сточных вод.

Локализация мест этих утечек трудоемка и требует применения специальных акустических течеискателей, улавливающих звуковые колебания струй в местах повреждения системы. В настоящее время разработаны и проходят испытания отечественные приборы такого типа (см. разд. 5.3 и п. 5.2 [25]).

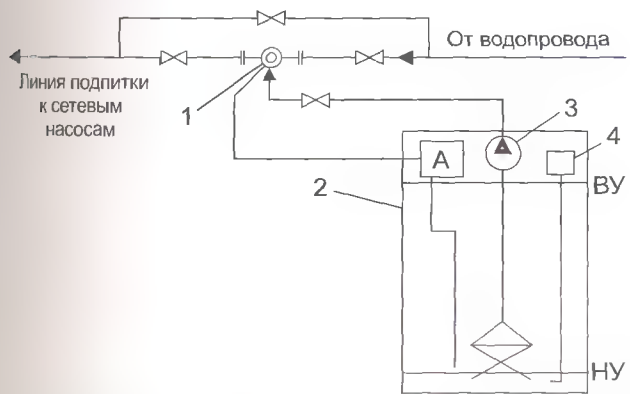


Рис. 5.5.6. Схема установки для дозирования комплексонов: 1 — водомер с узлом подмешивания комплексона; 2 — бак с 5%-ным раствором комплексона; А — блок автоматики; 3 — насос-дозатор; 4 — указатель уровня

Таблица 5.5.3.

Влияние давления в системе и диаметра отверстия на величину утечек воды и пара

Давление в системе (ата)	Утечки воды через отверстие площадью 1 мм ² (л/ч)	Утечки пара через отверстие площадью 1 мм ² (кг/ч)
2	33	0,73
3	47	1,1
4	56	1,35
5	66	1,7
6	75	2,1
7	81	2,4
8	88	2,75
9	94	3,0
10	100	3,4

Эффективным средством выявления утечек является оснащение вводов в здания водосчетчиками холодной воды. Затраты на установку одного счетчика 50–170 тыс. руб.

Современные течеискатели указаны в п. 5.2.

6. Организация учета водопотребления. Значительный ущерб предприятиям и другим потребителям наносят неконтролируемые технологические расходы воды. Эффективным средством борьбы с перерасходом воды в этом случае является организация учета водопотребления. Для этого необходимо составить водный баланс предприятия, проанализировать схемы водопользования и расходы воды, экономически оптимизировать систему водопользования.

Существенное снижение затрат энергии и финансов дают, как правило, быстрое выявление и ликвидация утечек воды в системе. Известны случаи снижения водопотребления и, соответственно, затрат до 100 %.

Утечки воды в теплотрассе определяются по расходу подпиточной воды либо по балансу расхода воды в прямой и обратной трубах. Для выявления мест утечек в подземных теплотрассах используются акустические течеискатели, в том числе корреляционные течеискатели, указывающие расположение мест утечек между двумя датчиками.

7. Диспетчеризация и АСУ в сочетании с применением частотно регулируемых электроприводов позволяет значительно увеличить экономию за счет оптимизации режимов эксплуатации системы, более оперативного и точного определения утечек.

8. Стимулирование заинтересованности населения и персонала предприятий в снижении расхода воды возникает после оснащения вводов зданий и квартир водосчетчиками. В первую очередь следует оборудовать узлами учета крупные потребители воды, в том числе отдельные здания. Введение ежемесячной оплаты за воду по фактическому расходу воды с разбросом оплаты пропорционально численности жильцов в квартирах является первым этапом включения населения в кампанию за экономию. Оснащение узлами учета квартир будет способствовать большей их заинтересованности в энергосбережении.

Введение оплаты за коммунальные услуги по фактическим затратам с разъяснением жильцам соответствия стоимости услуг фактическим затратам тепла пробуждает желание экономить тепло. Регуляторы и приборы учета должны использоваться вместе. Индивидуальный учет потребления эффективен тогда, когда потребитель имеет возможность регулировать расход тепла в зависимости от своих собственных потребностей.

9. Анализ режимов работы системы водоотведения. Анализ режимов системы водоотведения сводится в основном к анализу режимов работы насосного оборудования станций перекачки и очистных сооружений.

10. Использование избыточной температуры стоков, химической энергии горючих веществ, загрязняющих стоки. Дополнительные резервы энергосбережения в системах водоотведения связаны с возможностью использования избыточной температуры стоков, химической энергии горючих веществ, загрязняющих стоки.

Примером энергосберегающей технологии обезвреживания стоков может служить огневое обезвреживание сточных вод с высоким (порядка 50 %) содержанием горючих веществ (спиртов, бензина, керосина, ацетона, масел и др.). Такие стоки являются фактически топливом и обезвреживать их можно, подавая в топку котлов через форсунки. При этом дополнительные затраты необходимы для организации

системы сбора и подачи стоков в котел, проведения более частых чисток поверхностей нагрева котлов содержания дополнительного персонала. Компенсируются указанные затраты тем, что подаваемые на сжигание стоки замещают часть топлива, использовавшегося ранее для выработки пара или горячей воды.

В случае получения стоков с других предприятий появляются дополнительные затраты на их перевозку. Но они компенсируются платежами по стоимости ниже суммы затрат на оплату очистки или сброса стоков в городские очистные сооружения или промышленную канализацию. Лимитирующим фактором для реализации указанной технологии является повышенное содержание минеральных примесей стоков. Их содержание не должно, как правило, превышать нескольких процентов.

При более высоком содержании минеральных примесей необходимо сооружать специальные печи, и данное техническое решение из разряда среднзатратных перейдет в разряд высокозатратных. Пример установки с циклонной печью для огневого обезвреживания стоков и котлом-утилизатором рассмотрен ниже.

5.4.3. Высокозатратные энергосберегающие мероприятия

1. Возможности экономии электроэнергии в электрохозяйстве систем водоснабжения и водоотведения связаны в значительной мере с внедрением АСКУЭ с последующим переходом с двухставочного тарифа оплаты электроэнергии на одноставочный. Внедрение системы АСКУЭ с последующим переходом с двухставочного тарифа на одноставочный при общих затратах до 10 млн руб. окупается за период до 5 лет. Сумма затрат зависит от потребляемой мощности объектом. Приведенные цифры соответствуют годовому потреблению электроэнергии 4,5 млн кВт·ч в год при заявляемой мощности порядка 1500 кВА.
2. Основные резервы энергосбережения в системах горячего водоснабжения подразумевают:

- замену секционных (кожухотрубчатых) водоподогревателей пластинчатыми, имеющими меньшие габаритные размеры и, как следствие, более низкие потери теплоты в окружающую среду, а также упрощающими их обвязку трубопроводами, что ведет к снижению затрат мощности насосов на циркуляцию греющей и нагреваемой воды в самом тепловом пункте; опыт эксплуатации тепловых пунктов с пластинчатыми теплообменниками в системе ГУП «Мосгортепло» показал также, что эксплуатационные затраты при этом снижаются в целом на 30 %.

■ оснащение циркуляционных и подпитывающих насосов в тепловых пунктах частотнорегулируемыми электроприводами (ЧРП), позволяющими изменять расход воды в системах, не прибегая к открытию или закрытию имеющихся задвижек или других дроссельных органов, ведет в конечном счете к экономии 10÷30 % электроэнергии;

■ оснащение вводов зданий подмешивающими насосами и балансировочными клапанами типа «BALLOREX», водосчетчиками, имеющими выходы для передачи информации в компьютерную сеть; создание на этой основе системы диспетчеризации потребления теплоты, холодной и горячей воды и переход к регулированию расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение — по разбору горячей воды, к поддержанию давления воды в системах в пределах допустимых значений, снижению утечек воды вследствие разгерметизации систем при превышении допустимых давлений. Оценка затрат на приобретение оборудования для реализации подобной системы на предприятии с общим годовым потреблением воды до 80 тыс. м³ в год, среднесуточной нагрузкой системы горячего водоснабжения 1,29 Гкал/ч и расчетной отопительно-вентиляционной 29 Гкал/ч показала, что они составляют несколько миллионов рублей при сроке окупаемости около 7 лет. По оценкам, выполненным для одного из московских предприятий, реконструкция ЦТП с заменой кожухотрубчатых (секционных) теплообменников на пластинчатые тепловой мощностью до 2 МВт в системе горячего водоснабжения потребует затрат около 2 млн руб. Срок окупаемости от 2,5 до 5 лет при экономии 10÷5 % тепловой энергии за отопительный период.

3. Строительство очистных сооружений, оборудованных утилизационным оборудованием. Экономическая эффективность определяется не только получением пара или воды для целей теплоснабжения, но и извлечением ряда веществ, используемых в дальнейшем в качестве вторичного сырья.

Например, для испарительного обезвреживания минерализованных сточных вод могут быть рекомендованы аппараты с погружными горелками (АПГ). Отличительной особенностью работы аппаратов с погружными барботерами (см. рис. 5.5.7), к которым относятся в том числе контактные водоподогреватели, испарители и выпарные аппараты, является то, что газы, выходящие из погруженного в жидкость сопла барботера, движутся сверху вниз и разворачиваются под действием подъемной силы. Непосредственно под выходным соплом барботера в жидкости образуется каверна, на поверхность которой натекает затопленная струя газов и создается эффект лобовой точки, в окрестности которой, как известно, интенсивность процессов тепло- и массообмена значительно выше,

чем при простом всплытии пузырей. После разворота струя разрушается, и газы поднимаются к поверхности жидкости в виде пузырей. Вследствие интенсивного перемешивания жидкости ее средняя температура в аппарате практически равна $t''_ж$ и газ на выходе из барботажного слоя имеет, как правило, равновесную с жидкостью температуру $t''_г = t''_ж$ при относительной влажности 100 %. Для этого необходимо, чтобы глубина погружения барботера в жидкость h была равна или превышала равновесную h_p . Обычно это условие выполняется. В результате для теплового расчета достаточно уравнений теплового и материального балансов и соотношений типа:

$$h_p/d_0 = 0,85 \text{ Ar}^{0,1} \theta^{0,71}; \quad (5.5.6)$$

$$L/d_0 = 0,87 \text{ Ar}^{0,6}; \quad (5.5.7)$$

$$D_0/d_0 = (0,308 L/d + 2,63) \text{ Ar}^{0,3}, \quad (5.5.8)$$

справедливых для трубчатых барботеров при $\text{Ar} = 0,1-3,0$ и позволяющих определить основные габаритные размеры аппарата [5].

Здесь: L — дальнобойность струи — расстояние от выходного сечения сопла барботера до нижней точки каверны; d и d_0 — наружный и внутренний диаметры выходного сечения трубчатого барботера; $\text{Ar} = w_{г0}^2 \rho_g / [g d_0 (\rho_{ж} - \rho_g)]$ — модифицированное число Архимеда; $w_{г0}$ и ρ_g — скорость и плотность газа на выходе из барботера при температуре $T_{г0}$; $\rho_{ж}$ — плотность жидкости при ее средней температуре в аппарате $T_{ж}$; $\theta = T_{г0} / T_{ж}$; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$.

Достоинством аппаратов с погружными барботерами, работающих в режиме испарительного охлаждения газов, является высокая степень использования теплоты последних (до 95 %). Недостатком — то, что температура выходящей из них парогазовой смеси, имеющей высокую энтальпию (содержит большое количество пара), обычно не превышает 80–90 °С. Это ограничивает дальнейшее использование смеси в качестве низкопотенциального источника теплоты. Поэтому более эффективным может оказаться реализация не барботажного, а струйного режима взаимодействия газов и жидкости, который наблюдается, если выходное сопло барботера поднимается выше уровня жидкости в аппарате и выполняется условие:

$$\text{Re} < 8597 (t'_г / t'_ж)^{-0,224},$$

где: $\text{Re} = w_{г0} d_0 / \nu_g$; ν_g — кинематическая вязкость газов при условиях на выходе из барботера.

В этом случае для расчета температуры смеси на выходе из аппарата при начальных значениях темпе-

* Температура в градусах по Кельвину.

ратур газов t'_r до 500 °С и жидкости $t'_{ж}$ до 90 °С можно воспользоваться зависимостью [27]:

$$\frac{t'_r - t''_r}{t'_r - t'_{ж}} = A \operatorname{Re}^n \left(1 + \frac{h}{d_0}\right)^m \left(\frac{t'_r}{t'_{ж}}\right)^k, \quad (5.5.9)$$

где: $A = 0,181$; $n = 0,182$; $m = -0,133$; $k = -0,143$.

Следует иметь в виду, что при

$$\operatorname{Re} > 8597(t'_r / t'_{ж})^{-0.224}$$

режим барботажный, как и при погружении сопла в жидкость, и температура парогазовой смеси недостаточна для нагрева воды в контактно-поверхностном подогревателе до 100 °С и выше; $A = 4,15$; $n = -0,182$; $m = -0,133$; $k = -0,143$. При погружении сопла в жидкость на глубину менее равновесной $A = 0,961$; $n = 0,021$; $m = 0,1$; $k = -0,09$.

Изменяя положение сопла относительно уровня жидкости в аппарате h , можно регулировать температуру парогазовой смеси, направляя ее затем в контактно-поверхностный водоподогреватель (см. рис. 5.5.7). Последний позволяет получать воду для отопительно-вентиляционных систем с любой заданной температурным графиком тепловой сети температурой, а также воду для систем горячего водоснабжения. Температура парогазовой смеси за водоподогревателем поддерживается на уровне, определяемом условиями допустимого выброса ее в атмосферу, и, как правило, ниже, чем на выходе из аппарата с погружным барботером.

Принципиальная схема установки для огневого обезвреживания сточных вод, содержащих горючие примеси, с циклонным реактором (печью) приведена на рис. 5.5.8.

Вторичный воздух подводится для охлаждения уходящих газов перед котлом. Их температура не должна превышать 850 °С. При более высокой температуре частицы минеральных веществ, уносимые с дымовыми газами из печи, находятся в полурасплавленном (пластичном) состоянии, что ведет к быстрому зарастанию поверхностей нагрева отложениями.

4. Значительные резервы энергосбережения имеются в оборотных системах водоснабжения. Через них сбрасывается в окружающую среду более 30 % теплоты топлива на ТЭЦ, более 60 % теплоты топлива на КЭС, до 30 % использованной теплоты топлива, пара, других энергоносителей на многих промышленных предприятиях. Проблема использования данного резерва принципиально решается с помощью тепловых насосов. Они нашли широкое применение в странах западной Европы, в США, Японии и др. В указанных странах выпускаются и используются десятки тысяч, миллионы тепловых насосов. В России их применение незначительно. В основном на уровне опытных установок. Основная причина связана с тем, что в нашей

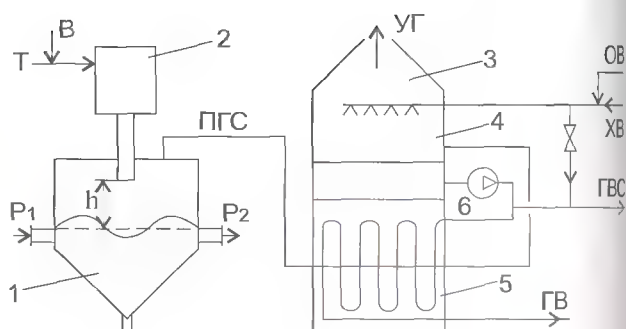


Рис. 5.5.7. Схема водогрейной установки:

1 — барботажно-струйный испаритель; 2 — горелка или топочное устройство; 3 — контактно-поверхностный водоподогреватель; 4 — скрубберная зона водоподогревателя; 5 — рекуперативная зона водоподогревателя; 6 — насос; Т — топливо; В — воздух; P1 и P2 — исходный и концентрированный растворы; ПГС — парогазовая смесь; УГ — уходящие газы; ХВ — холодная вода; ГВС — вода на горячее водоснабжение; ГВ — горячая вода в систему отопления и вентиляции; ОВ — обратная вода из системы отопления

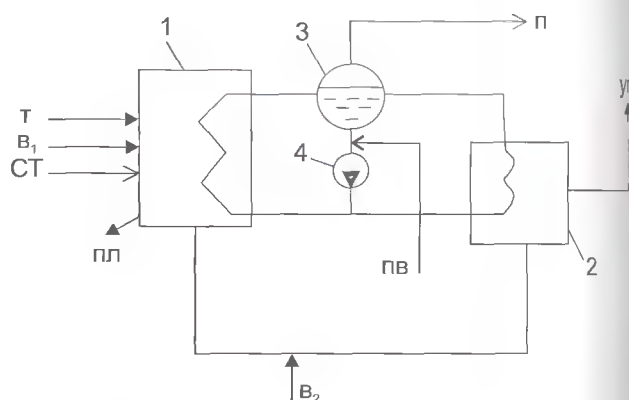


Рис. 5.5.8. Схема установки огневого обезвреживания стоков с котлом-утилизатором:

1 — циклонная печь (реактор); 2 — котел-утилизатор; 3 — барабан; 4 — циркуляционный насос; Т — топливо; В1, В2 — воздух первичный и вторичный; ПВ — питательная вода; П — пар; ПЛ — плав минеральных веществ; УГ — уходящие газы; СТ — сточные воды

стране соотношение тарифов на электроэнергию и теплоту составляет примерно 5:1. В странах Западной Европы — примерно 2:1. Если учесть, что при затрате 1 кВт мощности на привод парокомпрессионного теплового насоса удается передать потребителю 3÷4 кВт теплоты, то в денежном выражении в России получается всего 3÷4 единицы при затратах 5 единиц. И это без учета стоимости оборудования и дополнительных эксплуатационных затрат. Переломить ситуацию удастся только в случае изменения тарифной политики. В настоящее время тарифы устанавливаются в России без учета возможности возврата теплоты в производственный цикл с помощью тепловых насосов.

5.5. ПРИМЕНЕНИЕ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ПРИВОДА

5.5.1. Основы регулирования расхода воды и напора

Частотно-регулируемый привод в системах водоснабжения и водоотведения используют для управления работой насосов и запорно-регулирующей арматурой.

Снабжение населенных пунктов, промышленных предприятий и других объектов осуществляют от водонапорных станций. Они обеспечивают постоянство заданного давления в водопроводной магистрали от станции до потребителей. В свою очередь, вода поступает на станцию либо от другой более мощной станции, либо непосредственно из источника (водохранилища, скважины и т. п.). На станции имеется минимум один, либо несколько насосов, соединенных параллельно, последовательно или по смешанной схеме (см. п.п. 1.3.2 и 2.16). Аналогичные задачи имеют место в системах водоотведения.

Для регулирования давления в магистрали пользуются двумя способами: изменением гидравлического сопротивления с помощью дроссельных органов (задвижек, клапанов и др.) и понижением или повышением напора, создаваемого насосом при изменении скорости вращения рабочего колеса последнего с помощью частотных преобразователей (см. рис. 5.5.9, а и б). Первый способ ведет к изменению параметров

трубопровода, а именно его гидравлического сопротивления при сохранении характеристик насосов. Второй — к изменению характеристик насосов при сохранении гидравлических характеристик трубопровода.

При неизменной характеристике насоса. В частности при прикрытии задвижки или клапана рабочая точка смещается из позиции 1, с параметрами H и G в позицию 2' по характеристике насоса, обеспечивая требуемый расход G_2 или напор H_2 . Насос развивает напор H'_2 . Между насосом и дросселем создается избыточное давление $H'_2 - H_2$, на которое расходуется мощность:

$$N = G_2(H'_2 - H_2)/(\eta_n \eta_d),$$

где: η_n — КПД насоса и η_d — КПД электродвигателя; G_2 — расход воды, $\text{м}^3/\text{с}$. Изменение потребляемой насосом мощности составляет:

$$\Delta N = (GH - H_2G_2)/(\eta_n \eta_d).$$

При частотном регулировании требуемый расход обеспечивается изменением характеристик насоса при неизменной характеристике трубопровода. Рабочая точка смещается из позиции 1 в позицию 2 по характеристике трубопровода, обеспечивая требуемый расход G_2 или напор H_2 .

Изменение потребляемой насосом мощности составляет:

$$\Delta N = (GH - H_2G_2)/(\eta_n \eta_d \eta_{\text{п}}),$$

где: $\eta_{\text{п}}$ — КПД преобразователя частоты.

Смещение характеристики насоса при изменении частоты переменного напряжения, подведенного

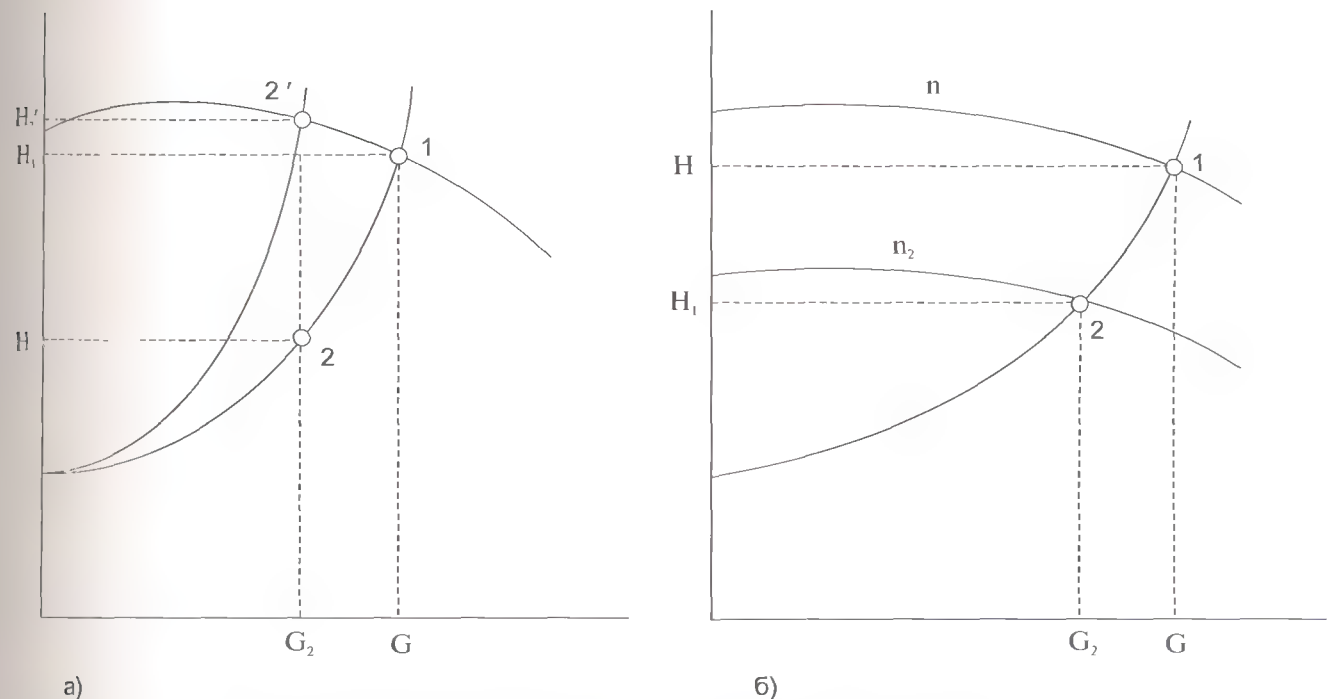


Рис. 5.5.9. Регулирование напора дросселированием (а) и изменением частоты вращения (б)

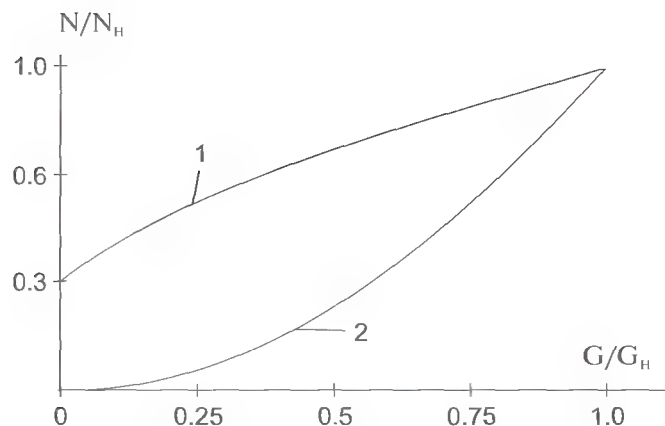


Рис. 5.5.10. Зависимость потребляемой мощности от производительности:

1 — изменение мощности электронасоса при дроссельном и 2 — частотном регулировании напора. Индексом «н» обозначены номинальные значения мощности и расхода

к электродвигателю, объясняется тем, что частота вращения ротора двигателя пропорциональна частоте напряжения в электрической сети, а расход воды, создаваемый насосом, напор и затрачиваемая на его работу мощность связана с частотой вращения рабочего колеса следующими соотношениями:

$$\begin{aligned} G/G_2 &= n/n_2; \\ H/H_2 &= (n/n_2)^2; \\ N/N_2 &= (n/n_2)^3. \end{aligned}$$

Характер изменения затрат мощности на работу электропривода насоса при обоих способах регулирования показан на рис. 5.5.10.

Как видно из графиков, представленных на рис. 5.5.10, в обоих случаях потребление энергии при номинальном режиме одинаково. Однако при $0 < G < G_n$ меньше энергии потребляется при частотном регулировании напора (кривая 2) и значительно больше при дросселировании.

Способ регулирования давления в сети изменением частоты вращения привода насосного агрегата снижает энергопотребление еще и по другой причине. При этом меняется собственный КПД насоса. Характер его изменения в зависимости от расхода жидкости G при различных частотах представлен на рис. 5.5.11.

Дополнительная экономия электроэнергии может быть получена использованием алгоритма поддержания давления воды в системе с учетом графика суточного ее потребления (см. рис. 5.5.12) и снижением давления в ночные часы для поддержания минимального расхода.

При уменьшении расхода снижением частоты вращения давление воды в системе также снижается. Напротив, при дросселировании давление между на-

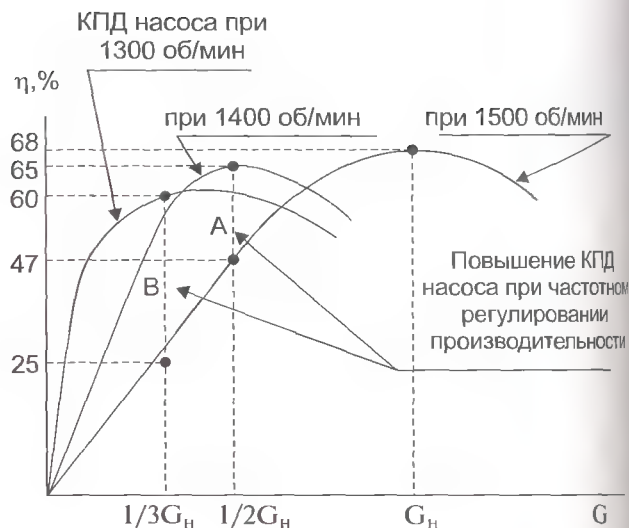


Рис. 5.5.11. Изменение КПД насоса при частотном регулировании производительности

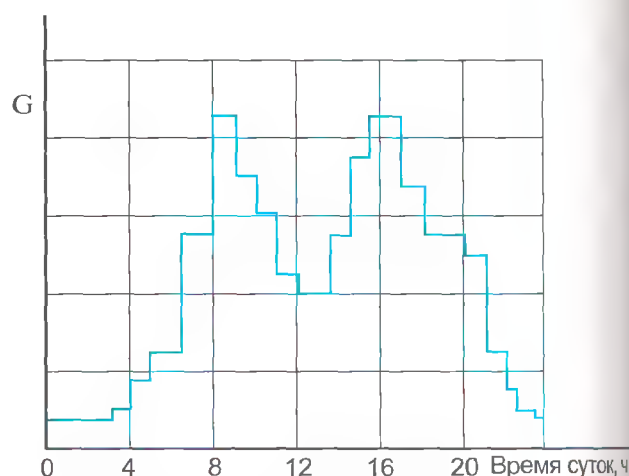


Рис. 5.5.12. Пример суточного графика водопотребления в населенном пункте

сосом и дросселем возрастает. Поэтому в первом случае ниже вероятность разрыва трубопровода и, как следствие, затраты на внеплановые ремонты.

При принятии решения об оснащении насоса ЧРП необходимо поэтому трезво оценивать возможности получения энергосберегающего эффекта. Если насос создает напор, близкий к номинальному, обеспечивая номинальную подачу воды, а отклонения напора от номинального при его регулировании незначительны, то затраты энергии при дросселировании не будут сильно отличаться от затрат при частотном регулировании. Поэтому переход на второй способ не дает существенного эффекта для большинства насосов, работающих на какой-либо один автономный потребитель, требующий непрерывной и постоянной подачи воды. Однако многие насосные станции должны обеспечивать существенно различные напоры и произво-

длительности в разное время суток. И, как видно из рис. 5.5.10, превышение затрат энергии при использовании первого способа по сравнению со вторым может достигать 3÷4 раз.

Пример.

Для оценки экономического эффекта от внедрения системы частотного регулирования напора в сравнении с системой регулирования напора в сети дросселированием на одной из насосных станций выполним расчеты при среднем потреблении воды в рабочие сутки 216 м³/ч и в выходные — 183 м³/ч. Согласно результатам измерений напор, развиваемый насосом при дросселировании, оставался практически неизменным и составил 87,5 кПа. При использовании частотного регулирования в рабочие дни 15 кПа в течение 11 ч, 25 кПа — 10 ч и 35 кПа — 3 ч, в выходные — 15 кПа в течение 11 ч и 20 кПа — 13 ч.

Потребляемая насосным агрегатом энергия за неделю работы при регулировании напора дросселированием

Мощность, потребляемая агрегатом из сети в рабочие дни:

$$N_{р.д} = \frac{g\rho G_{ср.р}(H_{ср.р} - S_{\phi} G_{ср.р}^2)}{\eta_n \eta_d} =$$
$$= \frac{9,81 \cdot 1000 \cdot \frac{216}{3600} \cdot (87,5 - 907,2 \cdot \frac{216^2}{3600^2})}{0,83 \cdot 0,928} = 64,358 \text{ кВт.}$$

где: $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ — ускорение свободного падения;
 $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ — плотность воды; $G_{ср.р}$ — средняя производительность насоса в рабочие дни; $H_{ср.р}$ — средний напор насоса в рабочие дни; $H_{\phi} = S_{\phi} G_{ср.р}$ — фиктивный статический напор (напор, создаваемый насосом с заглушенным выходным патрубком); S_{ϕ} — фиктивное гидравлическое сопротивление насоса, зависящее от его конструктивных особенностей; η_n — номинальный КПД насоса; η_d — номинальный КПД двигателя.

В выходные дни:

$$N_{в.д} = \frac{g\rho G_{ср.в}(H_{ср.в} - S_{\phi} G_{ср.в}^2)}{\eta_n \eta_d} =$$
$$= \frac{9,81 \cdot 1000 \cdot \frac{183}{3600} \cdot (87,5 - 907,2 \cdot \frac{183^2}{3600^2})}{0,83 \cdot 0,928} = 55,113 \text{ кВт,}$$

где: $G_{ср.в}$ — средняя производительность насоса в выходные дни; $H_{ср.в}$ — средний напор насоса в выходные дни.

Электроэнергия, потребляемая насосным агрегатом за неделю:

$$W_{н.д} = 5 \cdot 24 \cdot N_{р.д} + 2 \cdot 24 \cdot N_{в.д} + 5 \cdot 24 \cdot 64,348 +$$
$$+ 2 \cdot 24 \cdot 55,113 = 10\,370 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Электроэнергия, потребляемая насосным агрегатом за неделю при частотном регулировании при использовании суточной диаграммы напоров:

$$W_{н.ч} = \frac{g\rho}{\eta_n \eta_d \eta_{пн}} [5 \cdot G_{ср.р} \cdot (15 \cdot 11 + 25 \cdot 10 + 35 \cdot 3) +$$
$$+ 2 \cdot G_{ср.в} \cdot (15 \cdot 11 + 20 \cdot 13)] =$$
$$= \frac{9,81 \cdot 1000}{0,83 \cdot 0,928 \cdot 0,9} \left[5 \cdot \frac{216}{3600} (15 \cdot 11 + 25 \cdot 10 + 35 \cdot 3) + \right.$$
$$\left. + 2 \cdot \frac{183}{3600} (15 \cdot 11 + 20 \cdot 13) \right] = 64,358 \text{ кВт.}$$

Здесь $\eta_{пн}$ — КПД частотного преобразователя.

Экономия электроэнергии

В неделю:

$$\Delta W = W_{н.д} - W_{н.ч} = 10\,370 - 2818 = 7552 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

В денежном выражении при стоимости 1 кВт·ч Ц = 1 руб. 30 коп. недельная экономия составит:

$$\Delta W_{\text{ден}} = \Delta W \cdot \text{Ц} = 1,3 \cdot 7552 = 9817,6 \text{ руб.,}$$

в месяц:

$$\Delta W_{\text{мес}} = 4 \cdot \Delta W_{\text{нед}} = 4 \cdot 9817,6 = 39\,270 \text{ руб.,}$$

в год:

$$\Delta W_{\text{год}} = 12 \cdot \Delta W_{\text{мес}} = 12 \cdot 39\,270 = 471\,244 \text{ руб.}$$

Затраты на установку $K = 350\,000$, руб.

Срок окупаемости рассчитываем, как отношение капиталовложений к экономии электроэнергии в денежном выражении:

$$t = \frac{K}{\Delta W_{\text{год}}} = \frac{350000}{471244} = 0,84 \text{ года (около 10 месяцев).}$$

На сегодня фактически стандартным ЧРП для ЖКХ считают ЧРП фирмы «Danfos» VLT 6000, обеспечивающий реализацию следующих необходимых функций:

- автоматическую компенсацию энергопотребления;
- обогрева двигателя;
- возможность работы с соединительными кабелями до 300 м;
- и имеющий:
- время уставки интегрирования до трех часов.

Имеются и другие модификации ЧРП этой фирмы, в частности для насосов систем водоснабжения с синхронными и асинхронными двигателями.

5.5.2. Историческая справка

Реализовать возможность управления частотой вращения короткозамкнутых асинхронных и синхронных электродвигателей удалось лишь с появлением силовых полупроводниковых приборов — сначала тиристоров, а позднее транзисторов IGBT. В настоящее время во всем мире широко реализуется частотный способ

управления асинхронной машиной, обеспечивающий не только экономию энергии, но и совершенствование управления технологическим процессом.

Ранее для регулирования частоты вращения рабочих колес нагнетателей и других машин чаще использовали двигатели постоянного тока. Осуществляли это изменением напряжения. Способ простой и дешевый. Однако недостатками двигателей постоянного тока являются сложность конструкции из-за наличия ненадежного в эксплуатации щеточного аппарата и сравнительно высокая стоимость.

Асинхронные двигатели широко распространены, надежны, имеют относительно невысокую стоимость, хорошие эксплуатационные качества. Но регуляторы скорости их вращения из-за сложности систем электронного регулирования частоты питающего напряжения стоили до начала 80-х годов дорого и не обладали качествами, необходимыми для широкого внедрения в индустрию. Быстрый рост рынка преобразователей частоты для асинхронных двигателей не в последнюю очередь стал возможен в связи с появлением новой элементной базы — силовых модулей на базе IGBT (биполярный транзистор с изолированным затвором), рассчитанный на токи до нескольких килоампер, напряжением до нескольких киловольт и имеющих частоту коммутации 30 кГц и выше.

Опыт применения ЧРП позволяет выделить три характерных этапа его освоения.

Первым этапом внедрения ЧРП в настоящее время принято считать установку ЧРП на действующие насосные станции второго подъема из расчета один ЧРП на одну станцию и работа по давлению на выходе станции. ЧРП со встроенным PID-регулятором решает все проблемы, связанные с обеспечением поддержания стабильного заданного давления, расхода температуры теплоносителя при условии установки датчика в непосредственной близости от устройства. Однако диапазон изменения производительности насосных агрегатов с использованием ЧРП традиционно составляет от 0,6 до 1,0 номинальной. Поэтому простая установка ЧРП, особенно на давно построенных объектах, ожидаемых эффектов не дает. Он, как правило, ниже ожидаемого, особенно для больших станций, так как верхняя граница расхода (подачи) может оказаться чуть выше нижней границы диапазона регулирования.

Для второго этапа были характерны замена старых насосных агрегатов на новые с последующей установкой ЧРП, постройка многонасосных станций с установкой ЧРП на каждом насосе, обеспечение их синхронной работы без провалов в диапазоне регулирования. Датчик по-прежнему находился на выходе насосной станции.

На втором этапе наблюдались рост капитальных вложений и долговременные экономические эффекты.

Третий этап внедрения ЧРП начался с понимания того, что энергосбережение — это комплекс мероприятий, в которых ЧРП даже могут и не использо-

ваться. Очевидные эффекты были получены на первых двух этапах. На третьем этапе ЧРП потерял значение как самостоятельное средство и стал одним из многих устройств, призванных решать задачу автоматизации процессов и энергосбережения. Стремление автоматизировать все, что не нужно, привело к тому, что были забыты такие приборы, как устройства плавного пуска (УПП), которые во многих случаях являются отличной альтернативой для ЧРП. Тем более что во многих местах ЧРП просто вредны. Современные УПП например, фирмы «Danfoss», представляют высокотехнологичные приборы с интегрированными входными контакторами, что очень удобно для комплектации шкафов управления насосами различного назначения. И, кроме плавного пуска, они позволяют осуществлять плавный останов насоса, который особенно необходим на канализационных насосных станциях (КНС), работающих на длинную магистраль. При этом пуск может быть и прямым, если выдержит электрическая сеть. Требование плавного останова насоса, особенно для КНС, требует совершенно новых подходов к проектированию и изготовлению станций управления насосами. Необходимо рассчитывать производительность во время останова, изменение уровня на время останова, коррекцию уставок для обеспечения плавного останова и т. д.

В современных условиях применение ЧРП и альтернативных средств реализуется при создании и использовании АСУ ТП. Этот процесс характеризуется следующими основными тенденциями.

Широкая доступность разнообразных средств связи и последовательное снижение стоимости передачи данных привели к новым требованиям при построении систем управления. В первую очередь появилось требование дистанционного изменения параметров локальных алгоритмов в зависимости от времени суток и др.

С увеличением информационной емкости и дисперсии вычислительной системы появляется требование постоянной адаптации локальных алгоритмов управления в соответствии с целевыми функциями всей управляющей системы. В локальных контурах регулирования ЧРП, как правило, был основным регулирующим механизмом, а устройство снятия параметров находилось всегда в разумной близости. Применительно к ЧРП основные тенденции развития АСУ можно определить как удаление устройства снятия параметра регулирования на значительное расстояние с использованием многообразия средств связи или выработки управляющего воздействия вообще на основе анализа группы параметров, получаемых из разных мест системы.

Процесс внедрения энергосберегающих технологий начался достаточно давно, и простое внедрение только ЧРП более не дает желаемого эффекта, так как диапазон регулирования не всегда удовлетворяет требованиям технологии. ЧРП перестал быть самостоятельным средством энергосбережения. На рынок

выходит комплексный продукт — система управления, ЧРП и набор агрегатов, подключенных к ЧРП.

5.5.3. Требования к электроприводу

Существует два основных типа преобразователей частоты: с непосредственной связью и с промежуточным контуром постоянного тока. В первом случае выходное напряжение синусоидальной формы формируется из участков синусоид преобразуемого входного напряжения. При этом максимальное значение выходной частоты принципиально не может быть равным частоте питающей сети. Частота на выходе преобразователя этого типа обычно лежит в диапазоне от 0 до 25÷33 Гц. Но наибольшее распространение получили преобразователи частоты с промежуточным контуром постоянного тока, выполненные на базе инверторов напряжения.

Требования к электроприводу определяются диапазоном необходимых скоростей и типом нагрузки. Зависимость между частотой вращения и моментом сопротивления неодинаковы для нагрузок разного типа. Многие нагрузки могут рассматриваться как имеющие постоянный момент во всем диапазоне изменения скорости. К ним относятся, например, поршневые насосы.

Некоторые виды нагрузки имеют переменную механическую характеристику, для которой момент нагрузки возрастает с увеличением частоты вращения. Типичным примером устройств с такой нагрузкой являются центробежные насосы и вентиляторы, чья механическая характеристика описывается уравнением квадратичной параболы, а значит, потребляемая мощность пропорциональна кубу скорости вращения. Из этого следует, что даже небольшое снижение частоты вращения электропривода может дать значительный выигрыш в мощности. Вот почему экономия электроэнергии является главным преимуществом использования управляемого электропривода для центробежных насосов и вентиляторов. Теоретически снижение скорости на 10 % дает тридцатипроцентную экономию мощности.

Поэтому в любом случае выбору электродвигателя и преобразователя частоты должен предшествовать этап анализа характера нагрузки и ее механической характеристики.

5.5.4. Режимы управления электродвигателем

В зависимости от характера нагрузки преобразователь частоты обеспечивает различные режимы управления электродвигателем, реализуя ту или иную зависимость между частотой вращения электродвигателем и выходным напряжением.

Режим с линейной зависимостью между напряжением и частотой ($U/f = \text{const}$) реализуется простейшими преобразователями частоты для обеспечения постоянного момента нагрузки и используется для управления синхронными двигателями или двигателями, подключенными параллельно. Вместе с тем при уменьшении частоты, начиная с некоторого значения, максимальный момент двигателя начинает падать. Для повышения момента на низких частотах в преобразователях предусматривается функция повышения начального значения выходного напряжения, которая используется для компенсации падения момента для нагрузок с постоянным моментом или увеличения начального момента для нагрузок с высоким пусковым моментом, таких, например, как промышленный миксер.

Для регулирования электроприводов насосов и вентиляторов используется квадратичная зависимость $U/f^2 = \text{const}$. Этот режим, так же как и предыдущий, можно использовать для управления параллельно подключенными двигателями. Вместе с тем для повышения качества управления приводом требуется использование других, более совершенных методов управления. К ним относятся метод управления потоком сцеплением (*Flux Current Control — FCC*) и метод бессенсорного векторного управления (*Sensorless Vector Control — SVC*). Оба метода базируются на использовании адаптивной модели электродвигателя, которая строится с помощью специализированного вычислительного устройства, входящего в состав управления преобразователя.

Наиболее точное и эффективное управление обеспечивает режим векторного управления без датчика обратной связи по скорости (*SVC*). Если в двигателях постоянного тока имеются две обмотки (статорная и роторная или якорная), что позволяет управлять отдельно частотой вращения (ток возбуждения) и электромагнитным моментом (ток якоря), то в двигателях переменного тока с короткозамкнутым ротором имеется всего лишь одна статорная обмотка, через которую формируется возбуждающее магнитное поле и определяется вращающий момент. С этим и связаны все трудности управления электродвигателем. Выход остается один: необходимо управлять амплитудой и фазой статорного тока, то есть его вектором, однако для управления фазой тока, а значит, и фазой магнитного поля статора относительно вращающегося ротора необходимо знать точное положение ротора в любой момент времени. Эта задача может быть решена с использованием датчика положения, например шифратора приращений. В такой конфигурации привод переменного тока по качеству регулирования становится сопоставим с приводом постоянного тока, но в составе большинства стандартных электродвигателей переменного тока встроенные датчики положения отсутствуют, поскольку их введение неизбежно ведет к усложнению конструкции двигателя и существенному повышению его стоимости.

Применение же современной технологии векторного управления позволяет обойти это ограничение путем использования математической адаптивной модели двигателя для предсказания положения ротора. При этом система управления должна с высокой точностью измерять значение выходных токов и напряжений, обеспечивать расчет параметров двигателя (сопротивление статора, значение индуктивности рассеяния и т. д.), точно моделировать тепловые характеристики двигателя с различными режимами его работы, осуществлять большой объем вычислений с очень высокой скоростью. Последнее обеспечивается применением в составе системы управления преобразователя специализированных интегральных схем ASIC.

Векторное управление без датчиков обратной связи по скорости позволяет обеспечивать динамические погрешности, характерные для регулируемого привода с замкнутой обратной связью. Однако полное управление моментом при скорости, близкой к нулевой, невозможно без обратной связи по скорости. Такая обратная связь становится необходимой и для достижения погрешности регулирования менее 1 %. Контур обратной связи при этом легко реализуется с помощью самого преобразователя частоты.

Вместе с тем режим векторного управления не может быть использован для синхронных или реактивных синхронных двигателей, для группы двигателей, чья номинальная мощность меньше половины мощности преобразователя частоты или превышает его.

Управление остановом двигателя

Самый простой способ останова — выбег электродвигателя. Двигатель отключается от питающей сети и останавливается по инерции. При этом время до полного останова не регулируется и определяется инерционными свойствами двигателя и его нагрузки.

Регулируемое время торможения обеспечивает генераторный способ, заключающийся в том, что преобразователь с необходимой скоростью уменьшает выходную частоту до требуемого значения. При этом двигатель превращается в генератор, преобразующий кинетическую энергию вращения в электрическую. В зависимости от типа выпрямляющего устройства энергия возвращается в первичную сеть либо накапливается в контуре преобразователя частоты. Во втором случае и в случае нагрузки с большим моментом инерции для рассеивания энергии может потребоваться применение внешнего тормозного сопротивления, подключение которого при возникновении опасного перенапряжения в промежуточном контуре преобразователя осуществляет специальная контролирующая схема. Таким образом, преимуществом генераторного торможения является предсказуемое время и плавность останова, высокий тормозной момент. Недостаток же заключается в том, что энергия выделяется в преобразователе, и в случае быстрого останова или большого момента инерции нагрузки для избежания перегрева встроенного резистора контура постоянного тока

преобразователя необходимо использование внешнего сопротивления.

Для того чтобы осуществить торможение постоянным током или, иными словами, динамическое торможение, с обмотки статора двигателя снимают переменное напряжение и на одну или две фазы подают постоянное напряжение. При этом магнитное поле будет вызывать вначале замедление, а затем и удержание ротора в неподвижном состоянии. Преимуществом динамического торможения является выделение электрической энергии в роторе двигателя, что делает ненужным использование тормозного сопротивления и плавный останов. Но поскольку выходная частота преобразователем не контролируется, то время торможения становится величиной неопределенной. Эффективность торможения в этом случае по сравнению с генераторным методом составляет 30–40 %.

При комбинированном способе торможения используется комбинация двух описанных способов, т. е. на переменную составляющую выходного напряжения преобразователя накладывается постоянная составляющая. Этот способ торможения сочетает в себе преимущества обоих электрических способов торможения и позволяет эффективно тормозить электродвигатель за короткое время выделения тепла в преобразователе.

5.5.5. Специализированные системы управления

Практика применения частотных преобразователей для управления насосами и вентиляторами доказывает целесообразность создания специализированных систем управления технологическим процессом, а не простого включения преобразователя для управления агрегатом. Именно такой подход позволяет получить экономический эффект не только от снижения потребляемой из сети электрической мощности, но и добиться существенного уменьшения эксплуатационных расходов, улучшение условий труда и увеличение срока службы оборудования. Современные преобразователи частоты позволяют получать информацию о более чем 20 параметрах состояния электропривода. Соответствующая их обработка позволяет проводить глубокое диагностирование как оборудования системы, так и протекающих процессов. В результате появляется возможность не только реагировать на возникшую аварию, но и предупредить ее, что для энергетических объектов значительно важнее.

Создание системы с частотно-регулируемыми приводами, в которых управление частотой осуществляется наряду с контролем целого комплекса различных технологических параметров, позволяет снизить не только потребление электрической энергии, но и обеспечивает экономию потребления энергоресурсов всей системы.

Современные преобразователи частоты представляют собой аппаратно-программные комплексы, обладающие мощными вычислительными и интерфейсными возможностями. Некоторые из них допускают свободное программирование функций управления с применением языков высокого уровня стандарта IEC 1131. Широкая гамма модулей расширения ввода-вывода и сетевых адаптеров позволяет строить на базе преобразователей частоты достаточно сложные локальные системы автоматического управления технологическими процессами и легко интегрировать их в иерархические АСУТП.

Реализованные таким образом системы локальной автоматики (далее называемые «Системы частотного регулирования», СЧР) выполняют все основные функции АСУТП:

- получение информации о состоянии технологического оборудования и реализуемом технологическом процессе от оперативного персонала, датчиков (как встроенных в ПЧ, так и внешних), других преобразователей частот и т. п.;
- оценку информации и выбор алгоритма управления;
- выбор управляющих воздействий на исполнительные элементы (электродвигатели; коммутационные аппараты и др.);
- реализацию управляющих воздействий в виде параметров электроэнергии (частоты и напряжения), подаваемой на обмотки электродвигателей, дискретных сигналов, аналоговых сигналов на дополнительные регуляторы и показывающие приборы, управляющих команд и др.;
- обработку информации и передачу ее персоналу АСУТП посредством текстовых сообщений на операторской панели, световой и звуковой сигнализации и т. п.;
- сбор и обработку данных о состоянии АСУТП, ведение архивов, передачу данных персоналу АСУТП.

Если СЧР рассматривается как компонент автоматизированной системы, то низковольтное комплектное устройство (НКУ) СЧР является комплектующим изделием. НКУ СЧР включают, как правило, один или несколько преобразователей частоты, коммутационную и защитную аппаратуру, обеспечивающую управление группой нагнетателей, контроллеры или интеллектуальные реле, органы управления и индикации, операторские панели и пр. НКУ СЧР проходят комплекс заводских испытаний, включающий проверку на функционирование, и снабжаются эксплуатационной документацией. Это упрощает монтаж и наладку изделия на объекте и позволяет выполнять работы без остановки технологического процесса. В случае производственной необходимости НКУ СЧР могут быть демонтированы и перенесены на другой объект.

НКУ СЧР позволяют управлять асинхронными электродвигателями номинальной мощностью до 315 кВт. При использовании для привода нагнетателей более мощных или высоковольтных электродвигателей разрабатываются, как правило, индивидуальные решения.

Системы частотного регулирования применяются как на вновь строящихся, так и на реконструируемых объектах. Они могут функционировать как автономно, самостоятельно управляя технологическим процессом, так и в составе АСУТП любой степени сложности.

Применение СЧР позволяет строить иерархическую АСУТП по принципу «снизу вверх», обеспечивая уже на первом этапе реконструкции снижение эксплуатационных расходов и накопление средств для наращивания объема, автоматизации объекта.

Условием эффективного вложения средств в строительство или реконструкцию объектов с применением технологии частотного регулирования является комплексный подход на всех этапах — от выбора объекта реконструкции до организации обучения персонала и обслуживания оборудования. При соблюдении этого условия сроки окупаемости инвестиций, как правило, не превышают двух лет.

В общем случае в этот комплекс инженерных мероприятий входят:

- разработка решения, обеспечивающего улучшение управляемости технологических процессов и снижение удельных расходов ресурсов на транспортировку сред, и подготовка технико-экономического обоснования (ТЭО) строительства (реконструкции);
- разработка необходимых разделов проектов;
- изготовление нестандартного оборудования и разработка специализированного программного обеспечения;
- проведение монтажных и пусконаладочных работ;
- подготовка эксплуатационной документации и обучение персонала заказчика;
- гарантийное и послегарантийное обслуживание.

В завершение необходимо подчеркнуть следующее.

Одной из особенностей системы частотного регулирования как товара является то, что она не может удовлетворить потребность заказчика без участия самого заказчика. Наиболее удачные и эффективные решения получаются тогда, когда специалисты эксплуатационных подразделений участвуют во всех этапах разработки и реализации СЧР. Более того, система частотного регулирования является по существу инструментом, которым может пользоваться (или не пользоваться) диспетчер, задающий технологический режим; начальник участка, организующий производственный процесс на объекте, сменный мастер, отвечающий за поддержание технологических параметров, электрик, эксплуатирующий электроустановку;

инженер по АСУ, программирующий SCADA-систему, и многие другие специалисты.

Применение частотно-регулируемых приводов для насосов и вентиляторов в технологических процессах позволяет снизить энергопотребление технологическим оборудованием. Перед началом внедрения рекомендуется провести технико-экономическое обоснование, позволяющее определить не только сроки окупаемости от внедрения, но и правильно организовать технологический процесс с учетом возможностей привода с частотным регулированием. Целесообразно использование преобразователей частоты не в качестве элементов системы управления конкретного агрегата, а как составляющих комплексных системных решений с подключением широкого набора средств автоматизации технологического процесса. Такие решения позволяют получить дополнительный эффект, который заведомо больше простой экономии электрической энергии.

Сведения о частотных преобразователях и фирмах, поставляющих их на российский рынок, см. в каталогах, проспектах и прайс-листах фирм, специализирующихся в данной области.

5.5.6. Экономическая эффективность применения электропривода

В настоящее время в России предлагается множество методик оценки эффективности использования ЧРП в различных сферах народного хозяйства. Однако с целью единообразия подхода в данной статье рассматривается методика расчета экономической эффективности применения частотно-регулируемого электропривода, разработанная в Московском энергетическом институте и утвержденная Министерством топлива и энергетики в 1997 году, в части, касающейся применения ЧРП в насосных станциях и ЦТП коммунальной сферы. Согласно методике, экономический эффект устанавливается на основании следующих измерений и расчетов.

1. Регистрируют паспортные данные насоса и двигателя (номинальные расход и напор, КПД насоса и электродвигателя, мощность электродвигателя).
2. В часы максимального водопотребления (8÷10 ч на предприятиях или 18÷20 ч в коммунальной сфере) измеряют напор, м вод. ст., в трех контрольных точках:

- на входе насоса ($H_{вх}$);
- на выходе насоса ($H_{вых}$);
- на выходе в магистраль ($H_{вых. дрес.}$).

Замеры осуществляются с помощью манометров, установленных в системе; в течение часа-двух делается несколько измерений, результаты усредняются.

1. Измеряют средний расход воды за сутки ($G_{ср}$, м³/сут) по разнице показаний расходомера в начале и в конце M_2 контрольных суток, м³:

$$G_{ср} = (M_2 - M_1)/24.$$

2. Оценивают минимально необходимый общий напор ($H_{необх}$, м вод. ст.) по формуле:

$$H_{необх} = CN + \Delta,$$

где: N — число этажей самого высокого дома; C — для стандартных домов; $C = 3,5$ для домов повышенной комфортности; $\Delta = 10$ для одиночных домов; $\Delta = 15$ для группы отдельно стоящих домов.

Необходимый напор должен быть скорректирован по географической разности высот местности. Это может соответствовать перепадам до 15–20 м. Наиболее точным является определение разности высот между местом расположения насоса и максимальной высокой точкой расположения потребителя, подключенного к данной магистрали.

3. Оценивают требуемый напор $H_{треб}$, м вод. ст. обеспечиваемый регулируемым насосом:

$$H_{треб} = H_{необх} - H_{вх}.$$

Если напор в подводящей магистрали насоса H существенно изменяется, следует использовать минимальное значение.

4. Определяют требуемую мощность $N_{пч}$, кВт, часототно-регулируемого электропривода (ЧРП):

$$N_{пч} = (1,1 - 1,2) \frac{H_{треб} G_{ср}}{367 \cdot \eta_{нас} \cdot \eta_{дв}}.$$

5. КПД насосного агрегата:

$$\eta_{нас} = K \eta_{нас. ном},$$

где: K — определяется по кривой (см. рис. 5.5.13) по расходу $G_{ср}$, измеренного в п. 3 и отнесенного к $G_{н}$ из п. 1.

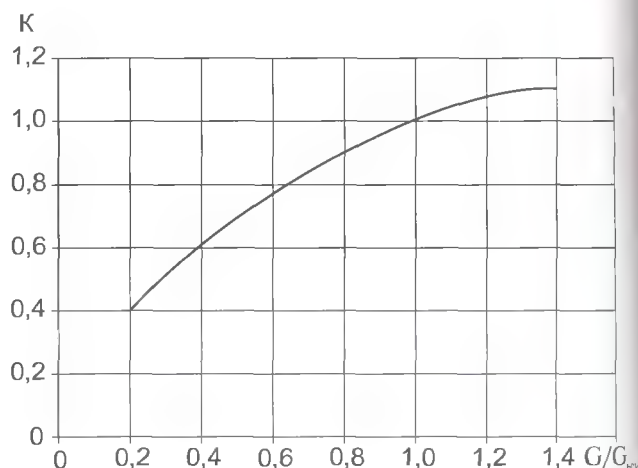


Рис. 5.5.13. Изменение коэффициента K в зависимости от относительного расхода

Следует отметить, что значительное превышение параметров насоса по номинальному расходу относительно реального водопотребления может существенно снизить КПД насосного агрегата и привести к необходимости приобретения более дорогостоящего оборудования. Снижение КПД связано с «проскальзыванием» части жидкости мимо крыльчатки внутри насоса.

6. Годовая экономия средств на электроэнергию, руб./год, определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_3 = \Delta W \cdot \mathcal{C}_{\text{эл.эн}} = \frac{(H_{\text{вых}} - H_{\text{небх}}) \cdot G_{\text{ср}}}{367 \eta_{\text{нас}} \eta_{\text{дв ном}}} \tau_{\text{год}} \mathcal{C}_{\text{эл.эн}},$$

где: ΔW — электроэнергия, сэкономленная за год, кВт · ч;
 $\tau_{\text{год}}$ — число часов работы оборудования в году;
 $\mathcal{C}_{\text{эл.эн}}$ — цена 1 кВт · ч электроэнергии, руб.

7. Годовая экономия средств от сокращения потерь воды $\mathcal{E}_в$, руб./год:

$$\mathcal{E}_в = \Delta M \cdot \mathcal{C}_{\text{вод}} = 0,007(H_{\text{вых.дрос}} - H_{\text{необх}})G_{\text{ср}}\tau_{\text{год}} \mathcal{C}_{\text{вод}},$$

где: ΔM — годовая экономия воды, м³; $\mathcal{C}_{\text{вод}}$ — цена 1 м³ воды, руб.

8. Потери тепла связаны с увеличением потерь горячей воды при повышенном напоре. Для типовых расчетов цены годовой экономии тепла, руб./год, за счет сокращения потерь горячей воды в жилых районах с использованием ЦТП или котельных расход горячей воды принимается 0,4 от общего расхода воды, подаваемой насосной станцией.

$$\mathcal{E}_Q = \Delta Q \mathcal{C}_Q = 0,4 \cdot 10^{-3} \Delta t G_{\text{ср}} \tau_{\text{год}} \mathcal{C}_Q,$$

где: Q — количество сэкономленного за год тепла, Гкал; Δt — расчетный перепад температуры перегрева горячей воды (норматив — 60 °С); $\mathcal{C}_Q$ — цена 1 Гкал тепла, руб./Гкал.

9. Ориентировочный срок окупаемости ($\tau_{\text{ок}}$, лет) оборудования частотно-регулируемого электропривода:

$$\tau_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{пч}}}{\mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_в + \mathcal{E}_Q},$$

где: $K_{\text{пч}}$ — стоимость оборудования ЧРП, включая проектные работы и монтаж.

Библиографический список к разделу 5

1. Водоснабжение и водоотведение. Наружные сети и сооружения: Справочник / Б. Н. Репин, С. С. Запорожец, В. Н. Ереснов и др.; Под ред. Б. Н. Репина. — М.: Высш. шк., 1995. — 431 с.
2. Борисов К. Б., Шелгинский А. Я. Системы обеспечения жилых, общественных и промышленных зданий

водой питьевого качества: Конспект лекций / Под ред. В. В. Галактионова. — М.: МЭИ, 2002. — 112 с.

3. Вахлер Б. Л. Водоснабжение и водоотведение на металлургических предприятиях. — М.: Металлургия, 1977.
4. Зацепин В. Н., Шигорин Г. Т., Зацепина М. В. Канализация. — Л.: Стройиздат (Ленингр. отд-ние), 1976.
5. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: Справочник / Под общ. ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. — М.: Энергоатомиздат, 1991.
6. Оборудование водопроводно-канализационных сооружений: Справочник монтажника / А. С. Москвитин, Б. А. Москвитин, Г. М. Мирончик, Р. Г. Шапиро / Под ред. А. С. Москвитина. — М.: Стройиздат, 1979. — 430 с.
7. Справочник по наладке и эксплуатации водяных тепловых сетей / В. И. Манюк, Я. И. Каплинский, Э. Б. Хиж и др. — М.: Стройиздат, 1982.
8. Насосы и установки промышленного, коммунального и бытового назначения: Каталог № 1 ООО ФПК «ЛИНАС», (127254, Москва, Огородный проезд, 15. Тел./факс: 218-5247), 1998.
9. Насосные установки промышленного, коммунального и бытового назначения: Каталог № 2 ООО ФПК «ЛИНАС», (127254, Москва, Огородный проезд, 15. Тел./факс: 218-5247), 1998.
10. Насосы центробежные герметичные маломощные серии АЦГ: Каталог № 3 ООО ФПК «ЛИНАС», (127254, Москва, Огородный проезд, 15. Тел./факс: 218-5247), 1998.
11. Насосы промышленного, коммунального и бытового назначения: Каталог № 1 ООО ФПК «ЛИНАС», (127254, Москва, Огородный проезд, 15. Тел./факс: 218-5247), 2002.
12. Богуславский Л. Д., Малина В. С. Санитарно-техническое устройство зданий: Учебник для техникумов. — М.: Высш. школа, 1980. — 263 с.
13. Каталог № 0, 2000 г. Некоммерческое партнерство «Энергоресурсосбережение»: Учебно-сертификационный центр ОАО «РусЭСКО», Торговый дом, www.npres.ru, energo@npres.ru, (495)216-9565, (495)216-9564.
14. Каталог. Теплоэнергетическое оборудование жилищно-коммунального хозяйства. Группа предприятий «Мытищинская теплосеть». — М.: Медиа-Пресса, 2001.
15. Теоретические основы теплотехники. Теплотехнический эксперимент: Справочник / Под общ. ред. чл. корр. РАН А. В. Клименко и проф. В. М. Зорина. — М.: Издательство МЭИ, 2001. — 564 с.
16. Шабалин А. Ф. Эксплуатация промышленных водоводов. — М.: Металлургия, 1972.
17. Идельчик И. Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. — М.: Машиностроение, 1975.
18. Основы расчета и проектирования аппаратов воздушного охлаждения: Справочник / А. Н. Бессонов, Г. А. Дрейцер, В. Б. Кунтыш и др.: Под общ. ред. В. Б. Кунтыша, А. Н. Бессонова. — СПб.: Недра, 1996.
19. Копылов А. С., Лавыгин В. М., Очков В. Ф. Водоподготовка в энергетике. — М.: МЭИ, 2003.

20. Кострикин Ю. М., Мещерский Н. А., Коровина О. В. Водоподготовка и водный режим энергообъектов низкого и среднего давления: Справочник. — М.: Энергоатомиздат, 1990.
21. Справочник нефтепереработчика: Справочник / Под ред. Г. А. Ластовкина, Е. Д. Радченко и М. Г. Рудина. — Л.: Химия, 1986. — 648 с.
22. Оборудование, сооружения, основы проектирования химико-технологических процессов защиты биосферы от промышленных выбросов / Родионов А. И., Кузнецов Ю. П., Зенков В. В., Соловьев Г. С. — М.: Химия, 1985. — 352 с.
23. Беляев В. В. Санитарная техника предприятий мясной и молочной промышленности. — М.: Пищевая пром-сть, 1979. — 352 с.
24. «Укрупненные нормы расхода воды и количества сточных вод на единицу продукции для различных отраслей промышленности». — М.: Стройиздат, 1973.
25. Варнавский Б. П., Колесников А. И., Федоров М. Н. Энергоаудит промышленных и коммунальных предприятий. — М.: Ассоциация энергоменеджеров, 1999. — 217 с.
26. Энергоаудит и нормирование расходов энергоресурсов: Сб. методических материалов / НГТУ, НИЦЭ. — Н. Новгород, 1998. — 260 с.
27. Ефимов А. Л., Крупнов Е. И. Теплообмен в газожидкостном контактном испарителе. Труды второй Российской национальной конференции по теплообмену: В 8 томах. Т. 5. Двухфазные течения. Дисперсные потоки и пористые среды. — М.: МЭИ, 1998. с. 53, 54.
28. Гладков В. А., Арефьев Ю. И., Пономаренко В. С. Вентиляторные градирни / Под ред. В. А. Гладкова. Изд-е 2-е перераб. и доп. — М.: Стройиздат, 1976.
29. Калицун В. И., Кедров В. С., Ласков Ю. М. Гидравлика, водоснабжение и канализация: Учеб. пособие для вузов — 4-е издание перераб. и доп. — М.: Стройиздат, 2004.
30. СЭВ и ВНИИводгео. Укрупненные нормы расхода воды и количества сточных вод. — М.: Стройиздат, 1973.

Раздел 6



Энергосбережение в зданиях

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ПРОЕКТОВ

ЗАО «Технопромстрой»

комплексные обследования теплоэнергетических хозяйств предприятий,
программы энергосбережения на текущий год и перспективный период,
практическое внедрение высокоэффективных энергосберегающих технологий и
оборудования в соответствии с разрабатываемыми комплексными программами энергосбережения.



АНАЛИЗ И ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ
ПРОГРАММ И НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ



ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПО
СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ



ПОСТАВКА, МОНТАЖ И ПУСК-НАСТРОЙКА
ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ И ОБОРУДОВАНИЯ



ОБЪЕКТНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ
СТРОИТЕЛЬСТВА



ТЕХНИЧЕСКОЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ
ОБОЗНАЧЕНИЕ ПРОЕКТОВ

ЗАО «Технопромстрой» оказывает методическую и практическую помощь в разработке энергосберегающих проектов. Окупаемость внедряемых энергосберегающих проектов значительно превышает затраты на нерациональное использование предприятием энергетических ресурсов.

**Приглашаем все заинтересованные организации
и предприятия к сотрудничеству**

ЗАО «ТЕХНОПРОМСТРОЙ»

Адрес: 117418, г. Москва, ул. Новочеремушкинская, д. 58

Телефон/факс: (495) 727-35-20, 727-35-21, 411-56-41

E-mail: info@teps.ru

www: <http://teps.ru/>

1.1. КОМПЛЕКС НОРМ И СТАНДАРТОВ ПО ТЕПЛОВОЙ ЗАЩИТЕ ЗДАНИЙ

Развитие нормирования тепловой защиты зданий в России

Нормативная база по проектированию и строительству зданий в России развивалась в соответствии с потребностью общества. Нормы по тепловой защите зданий (по строительной теплотехнике) в России, а затем в бывшем Советском Союзе существуют с 1921 г., и они претерпели за это время свыше десяти редакций, связанных с изменением технического уровня строительства в стране.

До конца 80-х годов основное внимание в СССР уделялось стоимости строительства, т. е. минимизации капитальных затрат, и нисколько не учитывались эксплуатационные затраты, поскольку устанавливаемые государством цены на топливо были низкими, и наиболее распространенное в городах централизованное теплоснабжение обеспечивало теплом здания практически бесплатно. Плановая экономика, существовавшая в то время, требовала, чтобы нормативная база отвечала вопросам гигиены, безопасности и экономии стройматериалов. На нужды отопления в бывшем Советском Союзе уходило около одной трети из всего добываемого в стране топлива, или около 250 млн т в угольном эквиваленте.

Положение резко изменилось в результате перехода страны к рыночной экономике в начале 90-х годов и значительного роста цен на топливо внутри страны. В это время было осознано, что страна в значительной мере расточительно расходует свои энергетические ресурсы на поддержание требуемого микроклимата в зданиях и что доля эксплуатационных расходов на отопление зданий относительно велика. В связи с этим в стране на уровне парламента были приняты законодательные акты, в том числе Законы «Об энергосбережении», «О защите прав потребителя», а также постановления Правительства РФ № 1087 от 02.11.95 г. «О неотложных мерах по энергосбережению», указ Президента РФ № 472 от 07.05.95 г. «Основные направления энергетической политики Российской Федерации на период до 2010 года», направленные на энергосбережение и эффективное использование энергии, были разработаны изменения в нормы, снижающие энергопотребление.

Государственный комитет по строительству (Госстрой России) во исполнение решений Правительства

России в области энергосбережения поставил в 1994 г. цель — достичь снижения расходов на отопление в новых и реконструируемых зданиях по сравнению с 1995 г. на 20 % в период до 1999 г. и на 40 % начиная с 2000 года. В связи с этим при разработке новой нормативной базы возникла необходимость разработки «энергетических принципов» нормирования энергетических параметров зданий.

Исследования показали, что относительно простое потребительское требование может быть установлено всего по одному параметру: удельной потребности в тепловой энергии на отопление здания по отношению к градусо-суткам отопительного периода при соблюдении необходимых параметров теплового комфорта. Необходимо обратить внимание, что этот параметр не зависит от климатических условий региона и имеет одно и то же численное значение как на юге страны, так и на севере.

Результаты этой разработки вошли в виде изменений в нормы по строительной теплотехнике, утвержденные Госстроем РФ в 1995 г. Однако нормирование удельной потребности в тепловой энергии на отопление зданий, положенное в основу этих изменений, в нормах не было представлено. А в качестве основного принципа нормирования была установлена зависимость нормативных требований для отдельных видов наружных ограждающих конструкций (наружных стен, чердачных и цокольных перекрытий, покрытий, окон) от градусо-суток отопительного периода. Принцип такого нормирования приведен на рис. 6.1.1. Для предполагаемого места строительства согласно СНиП 23-01 «Строительная климатология» определяются градусо-сутки отопительного периода для соответствующих типов зданий, и по ним определяется величина нормируемого сопротивления теплопередаче для соответствующего вида ограждающей конструкции (стены, чердачного или цокольного перекрытия, окна и т. д.). На рис. 6.1.1 представлен пример определения нормируемого сопротивления теплопередаче стены для г. Москвы.

В развитии методов нормирования тепловой защиты зданий и потребности в тепловой энергии в направлении внедрения в нормы энергетических и потребительских принципов проектирования зданий можно выделить четыре этапа.

Первый этап. Точкой отсчета служит **позлементный** метод. На этом этапе рассматривалась в основном теплопередача через наружные ограждающие конструкции. Нормы до 1995 г. содержали только этот метод.

Второй этап. На втором этапе **нормировался приведенный (средний) коэффициент теплопередачи** совокупности ограждающих конструкций здания в стационарных условиях. По методологии

строительные нормы и правила

строительная
теплотехника

СНиП II-3-79*

издание официальное

Госстрой России
Москва 1998

Этапы изменения нормативных требований на примере наружных стен

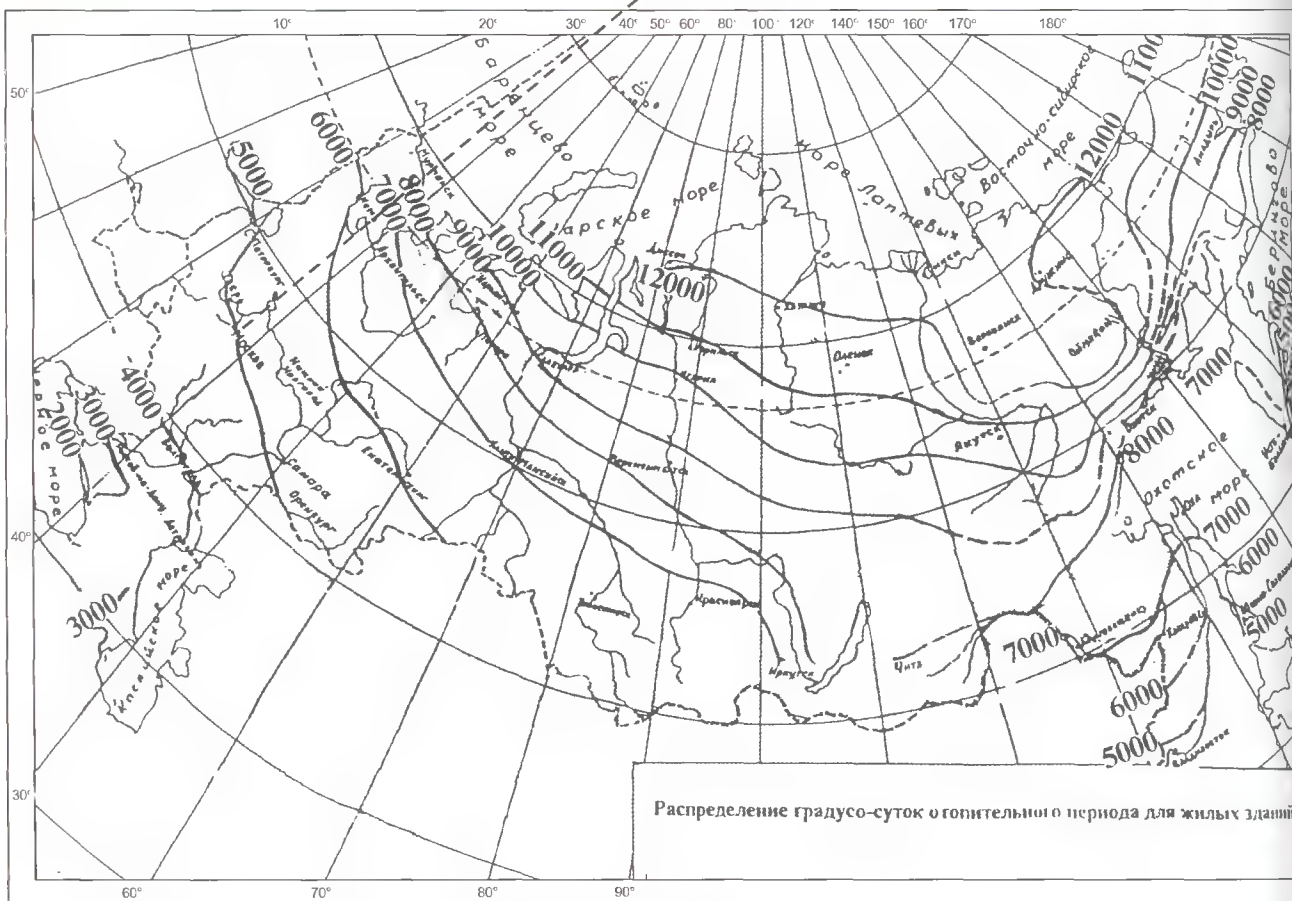
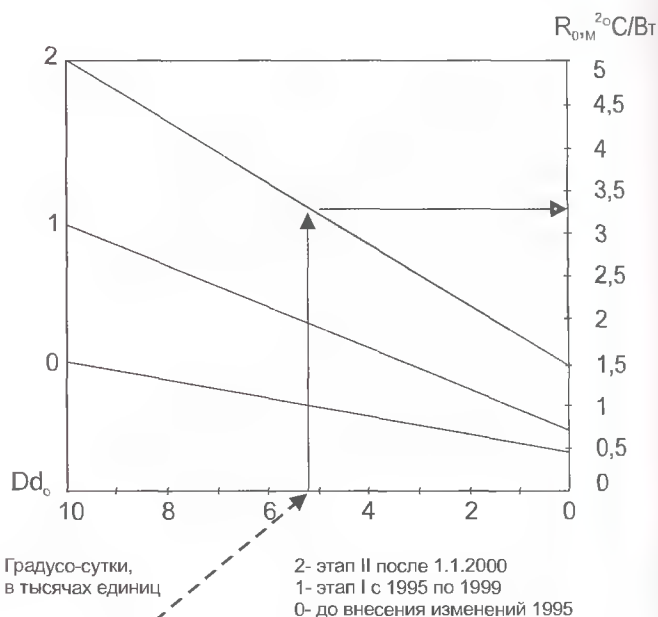


Рис. 6.1.1. Основной принцип нормирования в СНиП по строительной теплотехнике в редакции 1996 г.

этого этапа в 1994 г. были разработаны и утверждены первые в стране территориальные строительные нормы для г. Москвы — МГСН 2.01-94 «Энергосбережение в зданиях».

Третий этап. На третьем этапе **нормируется значение конечной потребности в тепловой энергии на отопление** за отопительный период. По методологии третьего этапа в 1998–1999 гг. с установлением норм по удельному энергопотреблению была разработана новая редакция московских городских норм по энергосбережению в зданиях (МГСН 2.01-99), по которым осуществляется до сего времени все московское строительство. В этих нормах был детально разработан энергетический паспорт здания, методология расчета энергозатрат на отопление здания, методология расчета энергозатрат на горячее водоснабжение, а также новый раздел проекта «Энергоэффективность зданий».

Четвертый этап. На четвертом этапе произошло объединение тепловой защиты и систем отопления, вентиляции и теплоснабжения путем **нормирования потребности здания в первичной энергии**. Аналогичная методология уже апробирована в нормах Великобритании, Франции, Италии, Германии и теперь в России, в том числе в федеральных и территориальных строительных нормах (ТСН) по энергетической эффективности зданий.

Территориальные строительные нормы были официально разрешены в 1998 г. «Строительным кодексом РФ», хотя они были включены в систему нормативной документации еще в 1995 г. (СНиП 10.01-94). В течение 1999–2004 гг. было разработано и введено в действие 53 ТСН из общего числа необходимых 89 ТСН — от Калининградской области на западе до Сахалинской области на востоке и от Краснодарского края на юге до Ненецкого АО и Республики Саха (Якутия) на севере (см. карту на рис. 6.1.2), включая Москву и Санкт-Петербург. Все ТСН, введенные в действие на этих территориях, утверждены главами администрации территории, зарегистрированы Госстроем РФ и включены в список нормативных доку-

ментов, действующих на территории Российской Федерации.

Новые нормы в редакции 1996 г. действуют с 2000 года. По ним было начато проектирование новых зданий, которые построены и введены в эксплуатацию в течение 2001–2005 годов. Годовой энергосберегающий эффект можно получить расчетным путем начиная с 2002 года по объему построенных зданий за эти годы. Россия ввела в эксплуатацию 76 110 тыс. кв. м многоквартирных малоэтажных домов и 109 665 тыс. кв. м многоэтажных многоквартирных зданий; всего 185 775 тыс. кв. м жилой площади. Энергосберегающий эффект рассчитывается по разности в потребности в тепловой энергии на отопление этой жилой площади согласно нормам до 1995 г. и после введения новых норм. Расчет энергосберегающего эффекта проводят по конечной потребности тепловой энергии на отопление (около 120 тыс. ТДж для жилых зданий). При этом энергетическая эффективность систем теплоснабжения оценивается в среднем в 50 %, т. е. половина первичного топлива, преобразованного в тепловую энергию, теряется на пути к конечному потребителю. Оценки показывают, что энергосберегающий эффект по первичной энергии в 2005 г. составил около 240 тыс. ТДж, или в денежном выражении около 480–500 млн долларов США. Необходимо отметить, что поскольку новые нормы имеют тот же энергосберегающий эффект, что и нормы с повышенной теплозащитой, действующие с 2000 г., то отнесение энергетического эффекта к объемам жилищного строительства 2002 г. правомочно. Эти цифры возрастут за счет кумулятивного эффекта за 10-летний период до 1,26 млн ТДж при условии стабильных объемов строительства, а в денежном выражении при стабильных ценах на энергию превысят 2,4 млрд долларов США. При условии 5 %-ного роста объемов жилищного строительства, что весьма реально, цифры в денежном выражении вырастут до 2,9 млрд долларов США.

В связи с присоединением России к Протоколу, подписанному в Киото, представляет интерес оценка снижения выбросов углекислого газа в атмосферу за счет этого энергосберегающего эффекта, составляющего к 2005 г. около 16,5 млн тонн CO_2 .

Эти цифры возрастут за счет кумулятивного эффекта за предстоящий 10-летний период до 90 млн тонн CO_2 при условии стабильных объемов строительства, что также при стабильных ценах на энергию в денежном выражении превысит 16,5 млрд долларов США.

И, наконец, в конце июня 2003 г. постановлением Госстроя РФ был утвержден взамен СНиП «Строительная теплотехника» новый федеральный СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» как обязательный к соблюдению документ с 1 октября 2003 г. (см. рис. 6.1.3). В этом документе полностью реализованы четвертый этап и опыт, накопленный при работе с регионами при разработке ТСН. В том числе внедрены два подхода — предписывающий и потребительский,

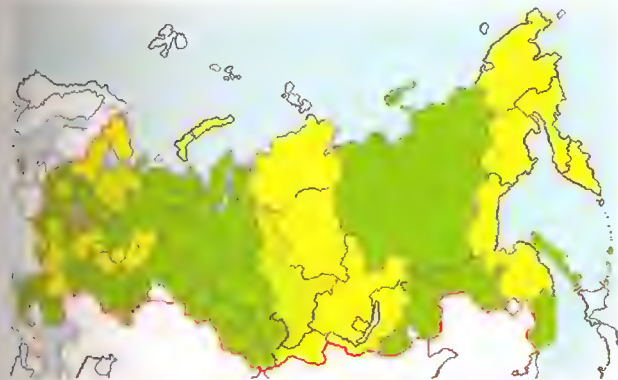


Рис. 6.1.2. Зеленым цветом на карте России помечены регионы, где введены ТСН; желтым — где разрабатываются



Рис. 6.1.3. Титульные листы СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» и Свода правил (СП 23-101-2004)

энергетический паспорт, требования контроля показателя удельного расхода энергии и классификация зданий по энергетической эффективности. В предписывающем подходе сохранен тот же уровень требований, что был в прежнем документе. Основные требования по потребителскому подходу те же, что были апробированы в ТСН регионов РФ. Они представлены в табл. 6.1.1. До-

кумент по структуре построен по новым методическим принципам и содержит только нормативные требования, обязательные к исполнению. Методы расчета и рекомендации по проектированию изложены в Своде правил 23-101-2004 «Проектирование тепловой защиты зданий», также утвержденном в Госстрое РФ в виде вспомогательного нормативного документа.

Нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление зданий q_h^{req} , кДж/(м² · °С · сут.) или [кДж/(м³ · °С · сут.)]

Типы зданий и помещений	Этажность зданий					
	1-3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
1. Жилые	По таблице 8	[85] для 4-этажных многоквартирных и блокированных домов — по таблице 8	—	7 [2,5]	72 [26]	70 [25]
2. Общественные, кроме перечисленных в позиции 3, 4 и 5 таблицы	[42]; [38]; [36] соответственно нарастанию этажности	[32]	[31]	[29]	[28]	—
3. Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	[34]; [33]; [32] соответственно нарастанию этажности	[31]	[30]	[29]	[28]	—
4. Дошкольные учреждения	[45]	—	—	—	—	—
5. Сервисное обслуживание	[23]; [22]; [21] соответственно нарастанию этажности	[20]	[20]	—	—	—
6. Административные (офисы)	[36]; [34]; [33] соответственно нарастанию этажности	[27]	[24]	[22]	[20]	[20]

Примечание. Для регионов, имеющих значение $D_d \leq 8000$ °С · сут. и более, нормируемые q_h^{req} следует снизить на 5 %.

Основные принципы построения нового СНиП 23-02 «Тепловая защита зданий»

Структура нового поколения нормативных документов зданий со сниженным потреблением энергии представлена на рис. 6.1.4. В эту систему входят:

на федеральном уровне:

- СНиП 23-02 «Тепловая защита зданий»;
- СП 23-101 «Проектирование тепловой защиты зданий»;
- ГОСТ 30494 «Параметры микроклимата в жилых и общественных зданиях»;
- четыре ГОСТа по обеспечению энергоаудита зданий (ГОСТ 31166, ГОСТ 31167, ГОСТ 31168, ГОСТ 26254) и ГОСТ 26229 по тепловизионному контролю качества теплоизоляции;
- разделы «Энергосбережение» в двух новых СНиП по жилым зданиям (СНиП 31-01 и СНиП 31-02);

на региональном уровне:

- Территориальные строительные нормы (ТСН) в 50 регионах РФ под общим названием «Энергетическая эффективность жилых и общественных зданий».

Все вышеуказанные документы официально утверждены соответствующими органами власти, введены в действие и имеют силу обязательных к исполнению документов. Согласно новому Закону РФ «О техническом регулировании» все ГОСТы и СНиП, утвержденные до

введения этого закона, будут действовать как обязательные к исполнению в течение 7 лет, после чего станут рекомендательными. СНиП II-3-79* «Строительная теплотехника» признан недействующим с 1 октября 2003 г., ТСН будут действовать и далее как обязательные.

Новые СНиП 23-02 «Тепловая защита зданий» определяют нормируемые показатели энергоэффективности зданий, отвечающих мировому уровню, и методы их контроля. В нем:

- установлены численные значения нормируемых показателей энергоэффективности зданий;
- дана классификация новых и эксплуатируемых зданий по энергетической эффективности;
- открыта возможность строить здания с более высокими показателями энергоэффективности, чем нормируемые;
- создана возможность выявлять эксплуатируемые здания, которые необходимо срочно реконструировать с точки зрения энергоэффективности;
- разработаны правила проектирования тепловой защиты зданий при использовании как поэлементного нормирования, так и показателей энергоэффективности;
- даны методы контроля соответствия нормируемым показателям тепловой защиты и энергетической эффективности как при проектировании и строительстве, так и в дальнейшем при эксплуатации зданий (энергетические паспорта);
- не допускается проектирование зданий с расходами энергоресурсов, превышающими установленные нормируемые показатели.

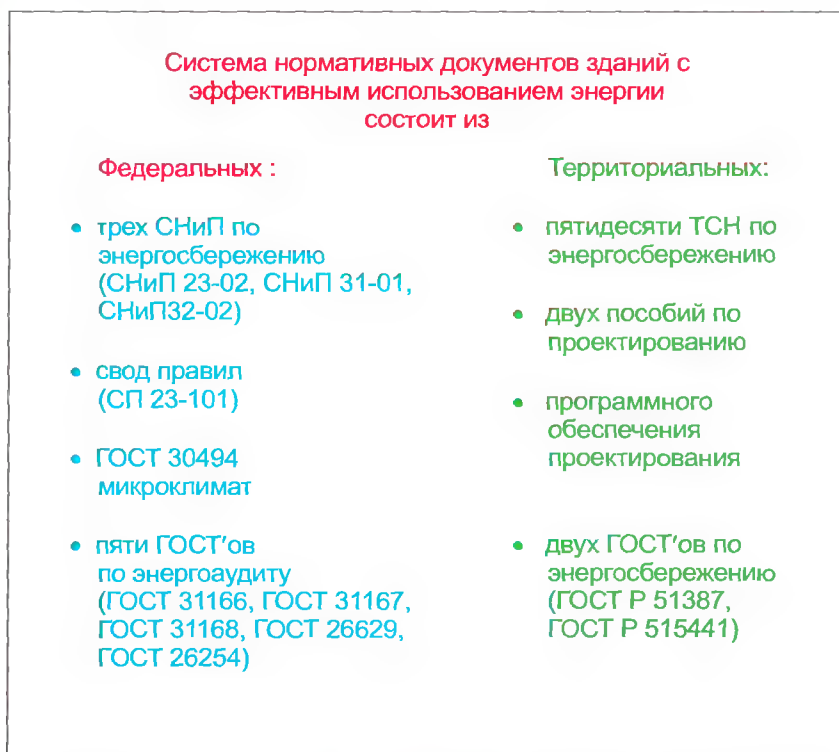


Рис. 6.1.4. Структура нормативных документов зданий со сниженным потреблением

По основополагающим принципам СНиП «Тепловая защита зданий» — совершенно новый документ как по своей структуре и области применения, так и по устанавливаемым им критериям теплозащиты и теплового контроля, методам контроля, характеру и уровню энергоаудита, согласованности с европейскими стандартами. При этом новый документ сохраняет преемственность с отмененными СНиП «Строительная теплотехника» в редакции 1996 г. и обеспечивает тот же уровень энергосбережения, однако представляет более широкие возможности в выборе технических решений и способов соблюдения нормируемых параметров.

В новых СНиП изложены только основные нормы для здания или сооружения. Методы проектирования, в том числе и альтернативные, вынесены в Свод правил (СП 23-101) «Проектирование тепловой защиты зданий» и могут быть использованы проектировщиком в зависимости от творческого потенциала, квалификации, технических возможностей. Эта свобода распространяется на выбор технических решений и способов их реализации при теплотехническом проектировании зданий, когда конечный результат достигается за счет повышения качества проектирования. Такой подход принят в России, Германии, США и в других странах и реализует современные международные требования к стандартизации по потребительскому принципу, разработанные Международным комитетом по исследованиям и инновациям в зданиях и сооружениях (CIB).

Новые нормы, в отличие от прежних, относятся не только к проектируемым и реконструируемым зданиям, но также и к эксплуатируемым зданиям. Область применения новых СНиП распространяется на тепловую защиту как вновь строящихся и реконструируемых жилых, общественных, производственных, сельскохозяйственных и складских зданий и сооружений, так и эксплуатируемых зданий, в которых необходимо поддерживать определенную температуру и влажность внутреннего воздуха. При этом установленные критерии могут быть использованы для оценки энергетической эффективности существующих зданий с целью определения необходимости улучшения их энергетической эффективности.

Установлены две группы обязательных к исполнению взаимосвязанных критериев тепловой защиты здания и два способа проверки на соответствие этим критериям, основанных на:

а) нормируемых значениях сопротивления теплопередаче для отдельных ограждающих конструкций тепловой защиты здания, рассчитанных на основе нормируемых значений удельного расхода тепловой энергии на отопление и сохраненных от прежних СНиП;

б) нормируемом удельном расходе тепловой энергии на отопление здания, позволяющем варьировать теплозащитные свойства ограждающих конструкций зданий (за исключением производственных зданий) с учетом выбора систем поддержания микроклимата

и теплоснабжения для достижения нормируемого значения этого показателя.

Выбор способа, по которому будет вестись проектирование, относится к компетенции проектной организации или заказчика. Методы и пути достижения этих нормативов выбираются при проектировании.

Требования данных норм будут выполнены, если при проектировании жилых и общественных зданий будут соблюдены нормативы «а» либо «б». Для производственных зданий требуется соблюдение только нормативов «а».

Расчетные температуры внутреннего воздуха при проектировании тепловой защиты принимают по нижним пределам оптимальных параметров с целью установления оптимальных и допустимых параметров микроклимата внутри помещений жилых и общественных зданий и их контроля. По инициативе и при лидерстве НИИСФ РААСН был разработан ГОСТ 30494-96 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях». Эти параметры для жилых зданий были подтверждены в СанПиН 2.1.2.1002. Согласно этому ГОСТу при проектировании ограждающих конструкций установлена расчетная температура внутреннего воздуха 20 (21) °C (см. рис 6.1.6). Учет установленной этим стандартом разности радиационной температуры вблизи холодных поверхностей потребовал принятия новых норм на окна, утвержденных в редакции норм 1998 г.

В табл. 6.1.2 представлена классификация зданий по степени отклонения расчетных или измеренных нормализованных значений удельных расходов тепловой энергии на отопление здания от нормируемого значения. Под нормализацией понимается приведение измеренных значений к расчетным условиям. Эта классификация относится как к вновь возводимым и реконструируемым зданиям, проекты которых разработаны в соответствии с требованиями описанных выше норм, так и к эксплуатируемым зданиям, построенным по нормам до 1996 г.

К классам А, В и С могут быть отнесены здания, проекты которых разработаны по действующим нормам. В процессе реальной эксплуатации энергетическая эффективность таких зданий может отличаться от данных проекта в лучшую сторону (классы А и В) в пределах, указанных в табл. 6.1.2. В случае выявления класса А и В рекомендуется применение органами местного самоуправления или инвесторами мероприятий по экономическому стимулированию.

Классы D и E относятся к эксплуатируемым зданиям, возведенным по действующим в период строительства нормам. Класс D соответствует нормам до 1996 г. Эти классы дают информацию органам местного самоуправления или собственникам зданий о необходимости срочных или менее срочных мероприятий по улучшению энергетической эффективности. Так, например, для зданий, попавших в класс E, необходима срочная реконструкция с точки зрения энергетической эффективности.

Классификация зданий по энергетической эффективности

Классы энергетической эффективности гражданских зданий			
Буквенное и графическое обозначение класса	Наименование класса	Величина отклонения расчетного (или измеренного нормализованного) значения от нормативного значения, %	Рекомендуемые мероприятия органами администрации субъектов Федерации
Для новых и реконструируемых зданий			
A	Очень высокий	Менее минус 51	Экономическое стимулирование
B	Высокий	От минус 10 до минус 50	То же
C	Нормальный	От плюс 5 до минус 9	—
Для существующих зданий			
D	Низкий	От плюс 6 до плюс 75	Желательна реконструкция здания
E	Очень низкий	Более 76	Необходимо утепление здания в ближайшей перспективе

Геометрическая форма здания оказывает существенное влияние на расходы энергии. На рис. 6.1.5 показано влияние увеличения ширины здания на снижение удельного расхода тепловой энергии на примере 9-этажного 3-секционного жилого дома в г. Оренбурге. В связи с этим в новых СНиП 23-02 был введен геометрический критерий компактности здания в виде отношения площади ограждающей оболочки здания к замкнутому в нее объему. При соблюдении следующих критериев: 0,25 для зданий в 16 этажей и выше; 0,29 для зданий от 10 до 15 этажей включительно; 0,32 для зданий от 6 до 9 этажей включительно; 0,36 для 5-этажных зданий; 0,43 для 4-этажных зданий; 0,54 для 3-этажных зданий; 0,61; 0,54; 0,46 для

двух-, трех- и четырехэтажных блокированных и секционных домов соответственно; 0,9 для двухэтажных и одноэтажных домов с мансардой; 1,1 для одноэтажных домов будет обеспечено необходимое снижение расхода энергии за счет геометрии здания. Такой показатель используется в нормах Германии с 1975 года.

1.2. НОВЫЕ СТАНДАРТЫ НА МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗДАНИЙ

С целью подтверждения соответствия показателя нормализованного удельного расхода тепловой энергии на отопление за отопительный период эксплуатируемого здания нормируемым значениям и требованиям контроля этого показателя согласно новым СНиП НИИСФ РААСН совместно с рядом организаций разработали три новых ГОСТа, утвержденных Госстроем РФ в 2003 г. (см. рис. 6.1.6):

- ГОСТ 31166 «Конструкции, ограждающие термически неоднородные здания и сооружения. Метод calorиметрического определения коэффициента теплопередачи»;
- ГОСТ 31167 «Здания и сооружения. Метод определения воздухопроницаемости помещений и зданий в натуральных условиях»;
- ГОСТ 31168 «Здания жилые. Метод определения потребления тепловой энергии на отопление здания».

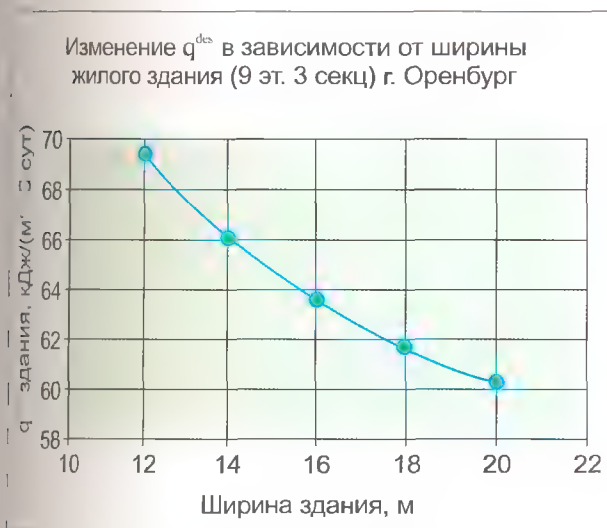


Рис. 6.1.5. Влияние ширины здания на снижение удельного энергопотребления



Рис. 6.1.6. Новые стандарты на методы контроля энергетической эффективности зданий

Эти три стандарта определяют базовые методы контроля параметров, входящих в энергетический паспорт эксплуатируемых зданий, и используются при энергоаудите.

Методика определения приведенного сопротивления теплопередаче в соответствии с ГОСТ 31166

Метод измерений позволяет определить усредненный тепловой поток, проходящий через участок поверхности ограждающей конструкции, внутри кото-

рой могут быть различные теплотехнические неоднородные теплопроводные включения, нарушающие термическую однородность ограждения.

Метод определения приведенного коэффициента теплопередачи (или сопротивления) ограждающей конструкции заключается в измерении по площади испытываемого участка температур, °С, внутреннего (t_{int}) и наружного (t_{ext}) воздуха, средней по участку плотности теплового потока q , Вт/м², измеренной по расходу тепловой энергии, выделенной электронагревателем, который размещен в специальном теплоизолированном ящике, прижатом к поверхности испытываемого в условиях стационарной (квазистационарной) теплопередачи ограждения, с последующим расчетом термических характеристик по формулам:

приведенного сопротивления теплопередаче ограждающей конструкции $R_o^r, м^2 \cdot ^\circ C / Вт,$

$$R_o^r = (t_{int} - t_{ext}) / q;$$

приведенного коэффициента теплопередачи ограждающей конструкции $K^r, Вт / (м^2 \cdot ^\circ C),$

$$K^r = q / (t_{int} - t_{ext}).$$

Метод измерений предполагает, что ограждающая конструкция находится в условиях стационарной теплопередачи. Такое условие может соблюдаться только в лабораторных условиях. В натурных условиях для проведения измерений необходимо выбирать такой период, когда достигаются условия квазистационарной теплопередачи. В этом случае при большом количестве измерений в относительно длительный период, зависящий от тепловой инерции ограждающих конструкций, получают близкие к условиям стационарной теплопередачи результаты.

Методика определения воздухопроницаемости совокупности ограждающих конструкций в соответствии с ГОСТ 31167

Определение воздухопроницаемости отдельных элементов не дает критериев воздухопроницаемости группы изолированных помещений (например, квартир) или отдельных помещений и здания в целом.

Сущность методики экспериментального определения воздухопроницаемости здания (квартиры) заключается в том, что в исследуемый объем нагнетают или отсасывают из него воздух и после установления стационарного воздушного потока через вентилятор при фиксированном перепаде давления между внутренним и наружным воздухом измеряют расход воздуха через вентилятор и приравнивают его к расходу воздуха, фильтрующегося через неплотности ограждений, ограничивающих испытываемый объем. По результатам измерений при нескольких перепадах давления вычисляют среднюю массовую воздухопроницаемость (исследуемого объема при разности давлений 10 Па и определяют кратность воздухообмена этого объема при разности давлений в 50 Па. Метод измерений в этом стандарте не определяет непосредственно кратность воздухообмена помещений в естественных условиях, однако возможно использование эмпирических зависимостей для приближенного определения такой кратности воздухообмена.

Поток воздуха создается вентилятором с переменной скоростью вращения, помещенным в специальный калиброванный кожух. Расход воздуха через

вентилятор измеряется по перепаду давлений дросселированием потока через специальную пластину с калиброванными отверстиями. Вентилятор помещают в отверстие специальной раздвижной створки из воздухонепроницаемой ткани, устанавливаемой вместо входной двери в здание или квартиру. Создаваемые перепады давления воздуха измеряют двумя микроманометрами: один на вентиляторе измеряет разность давлений воздуха, проходящего через вентилятор, и воздуха внутри помещения ΔP_{ven} , другой — разность давлений снаружи и внутри испытываемых помещений ΔP_{env} — и на основе этих величин определяют расход воздуха через вентилятор Q_{ven} . Так как весь воздух, прошедший через вентилятор, в конечном счете проходит через ограждения, то можно считать, что расход воздуха через ограждение $Q_a = Q_{ven}$.

Вентилятор должен иметь достаточную производительность для создания разности давлений между испытываемым объемом и воздухом снаружи 50 Па. Такая разность давлений может быть обеспечена вентилятором производительностью 1200 м³/ч при испытании квартир в многоквартирных зданиях и 2500 м³/ч при испытании односемейных зданий. Испытание можно проводить, если разность температур наружного воздуха и внутри помещения не превышает 30° и скорость ветра на высоте 1,5 м от земли не более 8 м/с.

Проверка зданий и их помещений на степень воздухопроницаемости осуществляется согласно методике, приведенной в ГОСТ 31167. Рекомендуемая классификация воздухопроницаемости ограждающих конструкций объекта по кратности воздухообмена при $\Delta p = 50$ Па ($n_{50}, ч^{-1}$) (помещения, группы помещений (квартиры) жилых многоквартирных, общественных, административных, бытовых, сельскохозяйственных, вспомогательных помещений производственных зданий и сооружений, а также многоквартирных зданий в целом) приведена в табл. 6.1.3. При установлении классов воздухопроницаемости «умеренная», «высокая»,

Классы воздухопроницаемости ограждающих конструкций объекта

Кратность воздухообмена при $\Delta p = 50$ Па ($n_{50}, ч^{-1}$)			Наименование класса
	$n_{50} <$	1	Очень низкая
1	$\leq n_{50} <$	2	Низкая
2	$\leq n_{50} <$	4	Нормальная
4	$\leq n_{50} <$	6	Умеренная
6	$\leq n_{50} <$	10	Высокая
10	$\leq n_{50}$		Очень высокая

«очень высокая» следует принимать меры по снижению воздухопроницаемости объектов. При установлении классов «низкая» и «очень низкая» в объектах, имеющих вентиляцию с естественным побуждением, следует принимать меры, обеспечивающие дополнительный приток свежего воздуха.

Методика определения удельного расхода тепловой энергии на отопление в соответствии с ГОСТ 31168

Метод определения нормализованного удельного расхода тепловой энергии на отопление здания разработан с целью сопоставления с нормируемым показателем согласно СНиП 23-02, а также расчету общего коэффициента теплопередачи здания.

Сущность метода определения потребления тепловой энергии на отопление здания заключается в том, что в отопительный период для определенных интервалов времени измеряют в испытываемых помещениях (квартире) и (или) дома в целом: расход тепловой энергии на отопление и среднюю температуру воздуха внутри и снаружи здания и интенсивность суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность. Рассчитывают для тех же интервалов времени величины общих тепловых потерь через ограждающие конструкции здания, равные измеренным расходам тепловой энергии на отопление и суммарным тепlopоступлениям (бытовым и солнечной радиации через светопроемы). По рассчитанным общим тепlopотерям при соответствующих разностях температур внутреннего и наружного воздуха определяют линейную зависимость наилучшего приближения к этим данным (см. рис. 6.1.7). Вертикальная пунктирная линия на графике этого рисунка показывает начало отопительного периода, когда тепlopоступления в здание, отмеченные горизонтальной линией, равны

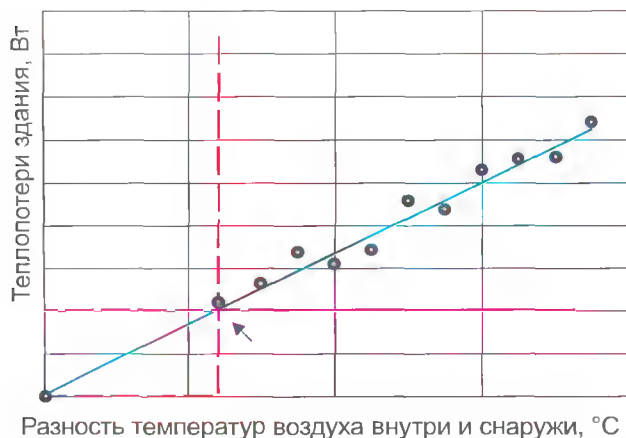


Рис. 6.1.7. Схема функциональной зависимости тепlopотерь здания от разности температур воздуха внутри и снаружи

тепlopотерям. По линейной зависимости и внутренним размерам помещений и ограждающих конструкций вычисляют общий коэффициент теплопередачи наружных ограждений здания и удельное потребление тепловой энергии на отопление здания за отопительный период, а также устанавливают класс энергетической эффективности здания.

1.3. КОНТРОЛЬ ЗА СТРОИТЕЛЬНЫМ ПРОЦЕССОМ НА ГОСУДАРСТВЕННОМ УРОВНЕ

Контроль за строительным процессом был и в СССР в виде органов Государственного архитектурно-строительного контроля за жилищно-гражданским строительством, однако он был малоэффективен.

В целях усиления контроля за качеством строительства и обеспечения эксплуатационной надежности построенных зданий и сооружений Президент РФ поручил образовать в 1991 г. в составе прежнего Министерства архитектуры, строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (в будущем Госстрой РФ) органы инспекции Государственного архитектурно-строительного надзора РФ (Госархстройнадзор РФ), а также утвердить Положение об этих органах. Совместно с Министерством юстиции были утверждены документы об установлении административной ответственности за нарушение нормативных актов и государственных стандартов в области строительства.

Система Госархстройнадзор РФ, представляемая инспекциями указанного Министерства и субъектов Федерации — автономных республик, краев, областей и округов, г. Москвы и Санкт-Петербурга, осуществляет выборочные проверки качества строительной продукции с целью защиты прав и интересов потребителей посредством обеспечения соблюдения участниками строительства нормативного уровня качества, строительной безопасности и эксплуатационной надежности возводимых и законченных строительством объектов.

Инспекция Госархстройнадзора согласовывает разрешение на производство строительно-монтажных работ на конкретных объектах и осуществляет выборочные проверки на соответствие выполняемых строительно-монтажных работ и изготавливаемых строительных материалов, изделий и конструкций утвержденной нормативно-технической документации, следит за своевременным и качественным проведением участниками строительства предусмотренных нормативно-технической и проектной документацией испытаний, замеров, а также ведения необходимой исполнительной документации.

Инспекция Госархстройнадзора имеет право приостанавливать дальнейшее производство строительно-монтажных работ при грубых нарушениях нормативных

требований и утвержденных проектных решений, приостанавливать выпуск и реализацию строительной продукции потребителям при выявлении нарушений государственных стандартов и технических условий, направлять в установленном порядке в соответствующие лицензионные центры представление об аннулировании или приостановлении действия лицензий на осуществление строительной деятельности.

В 1995 г. Правительством РФ было утверждено Положение об использовании части сумм штрафов, налагаемых за правонарушения в области строительства, на развитие материально-технической и социальной базы органов Госархстройнадзора.

Например, штатное расписание и материально-техническая база ГАСНа г. Санкт-Петербурга определяется бюджетным финансированием. В этом ГАСНе работают 38 человек. На каждый район города приходится по одному инспектору, в чьи обязанности входит проверка работы всех работающих в этом районе строительных организаций. Три дня в неделю инспектора принимают посетителей, а оставшиеся два дня — ездят с проверками. По положению, работник ГАСН должен вести неусыпный контроль за любым строительством — от начала работ и до сдачи объекта, при необходимости вносить коррективы, нарушителей штрафовать. Все это делается, но в недостаточном объеме. За восемь месяцев 2002 г. ГАСН перечислил в городской бюджет 1 млн 400 тыс руб. в виде штрафов за нарушение в области строительства. Причем штрафуют в основном за несоблюдение технологий. По отношению к тем, кто не реагирует на предписания проверяющих, применяются более строгие меры, вплоть до обращения в прокуратуру и лицензионные органы для приостановки действия лицензии.

Сертификация строительной продукции и услуг

В 1993 г. был принят Закон РФ «О сертификации продукции и услуг». Под сертификацией продукции (далее — сертификация) понимается деятельность по подтверждению соответствия продукции установленным требованиям. Если стандарты (ГОСТы), СНиП и технические условия определяют требования к потребительским свойствам строительной продукции, то сертификат — это документ, подтверждающий соответствие свойств испытанной продукции конкретного поставщика указанным требованиям. Сертификация осуществляется в целях:

- создания условий для деятельности предприятий, учреждений, организаций и предпринимателей на едином товарном рынке Российской Федерации, а также для участия в международном экономическом, научно-техническом сотрудничестве и международной торговле;
- содействия потребителям в компетентном выборе продукции;

- защиты потребителя от недобросовестности изготовителя (продавца, исполнителя);
- контроля безопасности продукции для окружающей среды, жизни, здоровья и имущества;
- подтверждения показателей качества продукции, заявленных изготовителем.

Объектами сертификационной деятельности в строительстве являются:

- продукция предприятий строительной индустрии и промышленности строительных материалов (промышленная продукция);
- проектная продукция;
- объекты строительства — здания и сооружения (строительная продукция);
- работы и услуги в строительстве;
- продукция, импортируемая в Россию, на которую распространяется действие утверждаемой Госстроем России или закрепленной за ним нормативной документации.

Сертификация в строительстве осуществляется на добровольной основе, за исключением тех случаев, когда действующим законодательством установлена обязательная сертификация.

Номенклатуру строительных товаров (работ, услуг), подлежащих обязательной сертификации, формирует Госстрой России и утверждает Госстандарт России. Сюда входят товары, в том числе импортируемые в Россию, в стандартах на которые установлены обязательные требования по безопасности и охране окружающей среды, в том числе:

- комплекты строительных конструкций заводского изготовления, в том числе контейнерного и сборно-разборного типов, для многоквартирных жилых домов, предназначенных для постоянного проживания;
- окна и балконные двери деревянные, дерево-алюминиевые и алюминиевые;
- окна и двери балконные полимерные и профили для них;
- материалы герметизирующие строительные для уплотнения мест примыкания оконных блоков к элементам стен и т. п. в жилых зданиях;
- стеклопакеты;
- замки врезные и накладные для дверей.

Обязательная сертификация функционирует хорошо. Например, ни одно окно в пластмассовом переплете не может быть продано на рынке без наличия сертификата соответствия. Сертификационная лаборатория НИИСФ в 2002 году провела более 50 испытаний окон на приведенное сопротивление теплопередаче и воздухопроницаемость.

Новые строительные материалы, изделия и конструкции, на которые нет нормативных документов и от которых зависят надежность и безопасность сооружений, можно предусматривать в проектах и применять

в строительстве только при наличии специальных технических свидетельств, содержащих необходимые для проектировщиков и строителей характеристики этой продукции и проверенные технические решения.

В ТСН регионов РФ разработана методика добровольной сертификации показателей энергетического и теплотехнического качества здания в целом, состоящая из трех уровней:

- на первом уровне контролируются энергетические и теплотехнические параметры здания в целом и элементы инженерных систем;

- на втором уровне контролируются теплотехнические параметры отдельных элементов наружных ограждающих конструкций (наружные стены, покрытия, перекрытия цокольного этажа, оконные заполнения);

- на третьем уровне контролируются материалы, из которых состоят эти конструкции.

Такая сертификация выполняется выборочно эксплуатирующей организацией. Включение эксплуатируемого здания в список добровольной сертификации, заполнение энергетических паспортов, анализ заполненного паспорта и принятие решения о необходимых мероприятиях производятся в порядке, определяемом постановлением администрации субъектов Российской Федерации.

Результаты контроля первого уровня — здания в целом — отражаются в энергетическом паспорте.

Новые СНиП 23-02 потребовали осуществлять контроль качества теплоизоляции каждого здания при приемке его в эксплуатацию методом термографического обследования согласно ГОСТ 26629-85 «Метод тепловизионного контроля качества теплоизоляции ограждающих конструкций». Такой контроль поможет выявить скрытые дефекты и возможность их устранения до ухода строителей со строительного объекта. Также новый СНиП потребовал осуществлять выборочный контроль воздухопроницаемости помещений зданий согласно новому ГОСТ 31167-03 «Здания и сооружения. Метод определения воздухопроницаемости помещений и зданий в натуральных условиях».

В новых СНиП содержатся указания по контролю теплотехнических и энергетических параметров как при проектировании, так и при эксплуатации зданий. Контроль параметров при эксплуатации зданий осуществляют с помощью энергетического аудита по новому ГОСТ 31168.

Энергетический аудит здания определяется как последовательность действий, направленных на определение энергетической эффективности здания и оценку мероприятий по повышению энергетической эффективности и энергосбережения. Результаты энергетического аудита являются основой классификации и сертификации зданий по энергоэффективности.

Энергетический аудит здания зависит от поставленной задачи. Например, энергоаудит выполняется с целью классификации зданий по энергетической эф-

фективности согласно новым СНиП или региональным ТСН. Цель такого мероприятия для муниципальных органов власти заключается в выявлении таких зданий, которые необходимо срочно реконструировать с энергетической точки зрения. Иной вид энергоаудита осуществляется с целью энергетической сертификации здания. В этом случае задача состоит в доказательстве, что эксплуатируемое здание соответствует требованиям нормативных документов. Другой вид энергоаудита предназначен для выявления отдельных составляющих энергетического баланса зданий с целью разработки мероприятия для снижения его энергопотребления. Такой энергоаудит является более трудоемким, поскольку при рассмотрении отдельных конструктивных решений наружных ограждающих конструкций необходимо использовать контактные методы определения теплотехнических и энергетических характеристик.

Энергетический аудит может также выполняться с целью более подробного описания некоторых теплотехнических и энергетических характеристик здания. Термин «обследование» при энергетическом аудите используется при проведении простой инспекции здания.

Определение фактических теплоэнергетических параметров эксплуатируемых жилых зданий, проверка соответствия этих параметров нормативным требованиям и определение класса энергетической эффективности предусмотрены новыми СНиП 23-02. Этим нормативным документом также предусмотрен контроль приведенного сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций здания, воздухопроницаемости совокупности ограждающих конструкций здания и удельного расхода тепловой энергии на отопление здания за отопительный период, осуществляемые в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 26254, 31167, 31168. Определение перечисленных параметров осуществляется путем мониторинга на эксплуатируемом жилом здании.

1.4. НОВЫЙ СВОД ПРАВИЛ «ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЗАЩИТЫ ЗДАНИЙ»

Свод правил [20] разработан с целью обеспечения правилами и методами проектирования тепловой защиты зданий для соблюдения нормируемых показателей новых СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» и является дополнением этих СНиП. Новые СНиП по своей структуре содержат только нормируемые показатели тепловой защиты зданий без указаний, как проектировать ее. Поэтому новая редакция свода правил содержит указания по выбору конструктивных решений и методов расчета с примерами, сле-

для которым при проектировании будет обеспечено соблюдение нормируемых показателей новых СНиП.

Свод правил разделяется на основную и вспомогательную части. В основной части изложены правила проектирования и методы расчета тепловой защиты. В вспомогательной части в виде приложения приведены примеры расчетов и численные значения величин, необходимых для выполнения этих расчетов.

Принципиальные отличия новой редакции Свода правил отражают принципиальные отличия новых СНиП от прежних. В этом Своде правил по сравнению с предыдущей редакцией нашли отражение:

- новые правила, как выбирать уровень тепловой защиты, следуя двум альтернативным подходам: поэлементным нормам, сохраненным для преемственности со старыми СНиП, или обобщенному показателю — удельному расходу тепловой энергии на отопление, приводящим к большим возможностям при выборе проектных решений;
- методика выбора уровня тепловой защиты согласно классу здания с помощью энергетического паспорта и правила подтверждения соответствия проектного решения нормируемым показателям;
- методы расчета ограждающих конструкций, отсутствующие в новых СНиП и обеспечивающие выбранный уровень тепловой защиты. Эти методы представлены в нескольких вариантах для выбора при проектировании, начиная от упрощенных и менее точных методов расчета при помощи таблиц и калькулятора до более точных математических методов расчета с помощью компьютера;
- правила расчета климатических параметров, необходимых для проектирования тепловой защиты, в том числе правила расчета солнечной радиации на различно ориентированные вертикальные поверхности при действительных условиях облачности;
- правила и рекомендации по выбору конструктивных решений ограждающих конструкций, обеспечивающих нормируемый уровень тепловой защиты;
- правила классификации эксплуатируемых зданий по энергетической эффективности и рекомендации по проектированию реконструкции тепловой защиты зданий;
- правила выбора светопрозрачных конструкций по их воздухопроницаемости согласно ГОСТ 26602.2 и правила контроля на соответствие нормируемым показателям воздухопроницаемости помещений согласно новому ГОСТ 31167;
- рекомендации и правила по разработке нового раздела проекта «Энергоэффективность» со-

гласно СНиП и ориентировочная трудоемкость работ по проектированию тепловой защиты зданий.

Новая редакция Свода правил станет настольным документом при проектировании тепловой защиты, будет содействовать сокращению сроков внедрения новых СНиП и обеспечит совместно с этими СНиП проектирование новых и реконструируемых зданий с сокращенными на 20 % расходами тепловой энергии на поддержание внутреннего микроклимата по сравнению с 1999 г. (или на 40 % по сравнению с 1995 г.).

Этапы развития системного подхода к нормированию тепловой защиты зданий показаны на рис. 6.1.8.

6.1.8 Территориальные нормы по энергетической эффективности

Правовая основа разработки ТСН для регионов — субъектов Российской Федерации — предусмотрена статьей 53 Градостроительного кодекса Российской Федерации. В настоящее время утверждено и зарегистрировано в Госстрое РФ 53 ТСН (см. карту на рис. 6.1.2 с отмеченными регионами, имеющими ТСН).

ТСН должны соблюдаться на территориях регионов и обязательны для применения юридическими лицами независимо от организационно-правовой формы и формы собственности, принадлежности и государственности, гражданами (физическими лицами), занимающимися индивидуальной трудовой деятельностью или осуществляющими индивидуальное строительство, а также иностранными юридическими и физическими лицами, осуществляющими деятельность в области проектирования и строительства на территории региона, если иное не предусмотрено федеральным законом.

Другой особенностью территориальных норм является предусматриваемая ими форма энергетического паспорта здания, предназначенного для контроля качества проектирования здания и последующего его строительства и эксплуатации. Компьютерная версия энергетического паспорта, прилагаемая к нормам, является удобным инструментом при разработке проекта здания и контроле соответствия проекта требованиям территориальных норм. Кроме того, энергетический паспорт дает потенциальным покупателям и жильцам конкретную информацию о том, что они могут ожидать от энергетической эффективности здания. Более энергоэффективным зданиям может отдаваться предпочтение, поскольку в них меньше платежи за потребляемую энергию. Энергетический паспорт удобен также для обоснования льготного налогообложения, кредитования, дотаций для объективной оценки стоимости жилой площади на рынке жилья и т. п.

Все разработанные ТСН снабжены компьютерной версией энергетического паспорта в виде таблиц EXCEL.



Этапы развития системного подхода к нормированию тепловой защиты зданий 1994–2002

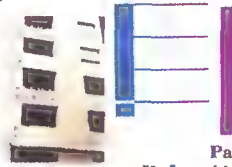
Ключевой результат - на 40% снижена потребность тепловой энергии на отопление новых и реконструируемых зданий

I этап - до 1995 года

СНиП II-3-79 "Строительная теплотехника"

Поэлементное нормирование теплозащиты ограждающей оболочки здания, исходя из следующих условий:

- обеспечение теплового комфорта в помещениях $R_{0\text{req}} = n(t_{\text{int}} - t_{\text{ext}}) / (\Delta t) / (\alpha_{\text{int}})$,
- выпадения конденсата на внутренней поверхности наружных ограждений $t_{\text{int}} > t_{\text{d}}$,
- обеспечения наименьших приведенных затрат-экономически целесообразного сопротивления теплопередаче $R_{\text{ср}}$

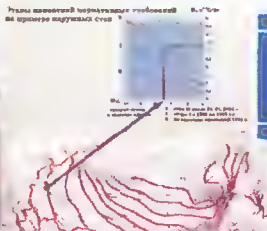


III этап - с 1995 года

СНиП II-3-79* "Строительная теплотехника"

Поэлементное нормирование теплозащиты ограждающей оболочки здания в зависимости от градусо-суток отопительного периода, исходя из условий обеспечения энергосбережения:

- с 1995 по 1999 г. г. - снижение энергопотребления зданий на 20%,
- с 2000 г. - снижение энергопотребления зданий дополнительно на 20% (всего с 1995 г. - снижение энергопотребления на 40%)



Лаборатория энергосбережения и микроклимата зданий, заведующий лаб. Матросов Ю.А., тел. 452-3710

II этап - 1994-1999 г.г.

МГСН 2.01-94 "Энергосбережение в зданиях"

Нормирование обобщенного показателя теплозащиты здания - приведенного коэффициента теплопередачи здания



Примечание	Таблица 1. Коэффициент теплопередачи здания
1. Расчетный коэффициент теплопередачи здания	1994, 1995, 1999 г.г.
2. Расчетный коэффициент теплопередачи здания	1994, 1995, 1999 г.г.
3. Расчетный коэффициент теплопередачи здания	1994, 1995, 1999 г.г.
4. Расчетный коэффициент теплопередачи здания	1994, 1995, 1999 г.г.
5. Расчетный коэффициент теплопередачи здания	1994, 1995, 1999 г.г.

Расчетный приведенный коэффициент теплопередачи здания $K_{\text{пр}} = \frac{1}{R_{\text{пр}}} = \frac{1}{\frac{A_w}{R_w} + \frac{A_f}{R_f} + \frac{A_c}{R_c} + \frac{A_d}{R_d} + \frac{A_{\text{ок}}}{R_{\text{ок}}}}$, где A_w, A_f, A_c, A_d - площади соответственно стен, заполнений светопроемов (окон, фонарей), покрытий (чердачных перекрытий), цокольных перекрытий, полов по грунту; $R_w, R_f, R_c, R_d, R_{\text{ок}}$ - приведенные сопротивления теплопередаче соответственно стен, заполнений светопроемов (окон, "фонарей"), покрытий, (чердачных перекрытий), цокольных перекрытий, полов по грунту.

IV этап - с 1999 года

МГСН 2.01-99, СП 23-101-2000, СНиП 31-02-2001,

ТСН 30 регионов РФ по энергетической эффективности зданий

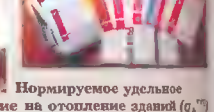
Нормирование удельного энергопотребления отапливаемых зданий

$q_{\text{н}}^{\text{req}}$, $\text{кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{сут})$ [$\text{кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{сут})$]

Расчеты потребности в энергии на отопление

характерных домов-представителей г. Москвы

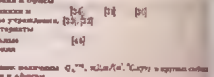
Тип здания	Площадь, м²	Удельная потребность в энергии, кВт/м²	Удельная потребность в энергии, кВт/м²
П44Т/17	272	242	642
П3М-1/17	264	210,8	342
П3М-3/17	408	209,0	342
П3М/17	101	334,0	342
П3М-4/0	210	334,0	396
П4М/0	123	332,1	396
П4М/0	108	439,2	660



Нормируемое удельное энергопотребление на отопление зданий ($q_{\text{н}}^{\text{норм}}$) для регионов РФ, $\text{кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{сут})$ [$\text{кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{сут})$]

Удельный расход тепловой энергии на отопление здания за отопительный период $Q_{\text{н}} = (Q_{\text{от}} + Q_{\text{в}} + Q_{\text{в}} + Q_{\text{в}}) / (A_{\text{от}} \cdot D)$, $\text{кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{сут})$ [$\text{кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{сут})$]

Тип здания	1-3	4-5	6-8	10-11	12
Жилые	115	85	65	75	75
Общественно-деловые	115	85	65	75	75
Административные	115	85	65	75	75
Образовательные	115	85	65	75	75
Культурно-спортивные	115	85	65	75	75
Дополнительные	115	85	65	75	75



Лаборатория теплозащиты зданий, заведующий лаб. Бутковский И.Н., тел. 482-3711

Рис. 6.1.8. Плакат, посвященный внедрению ТСН

В процессе строительства здания обычно происходят отступления от проекта, например, замена одного материала на другой или изменение конструктивных решений. Как правило, такие отступления должны быть санкционированы проектной организацией. Однако в практике строительства бывают случаи, когда строительная организация выполняет несанкционированные отступления от проекта. Поэтому при сдаче построенного здания в эксплуатацию ТСН требуют от проектной организации повторного заполнения энергетического паспорта с той же целью, что и при разработке проекта.

В процессе эксплуатации фонда зданий должен быть выборочный контроль (энергетический аудит) на предмет соответствия требованиям действующих норм или на предмет планирования реконструкции или модернизации зданий. Результаты контроля должны отражать технические и энергетические параметры зданий и служить основанием для анализа вариантов их реконструкции или модернизации зданий.

Для каждого ТСН разработаны детализированные климатические параметры, градусо-сутки отопительного периода и величины солнечной радиации при действительных условиях облачности за отопитель-

ный период. Для некоторых регионов выполнено климатическое районирование.

Все ТСН предусматривают обязательную разработку нового раздела проекта зданий «Энергоэффективность». В этом разделе должны быть представлены сводные показатели энергоэффективности проектных решений в соответствующих частях проекта здания. Сводные показатели энергоэффективности должны быть сопоставлены с нормативными показателями действующих норм. Указанный раздел выполняется на утверждаемых стадиях предпроектной и проектной документации. Разработка раздела «Энергоэффективность» осуществляется проектной организацией за счет средств заказчика. При необходимости к разработке этого раздела заказчиком и проектировщиком привлекаются соответствующие специалисты и эксперты из других организаций.

Органы экспертизы должны осуществлять проверку соответствия данным нормам предпроектной и проектной документации в составе комплексного заключения.

Внедрение территориальных норм дает следующие преимущества региону:

- новый принцип нормирования облегчает проблему перехода на повышенный уровень тепло-



Развитие методологии теплотехнических расчетов тепловой защиты зданий

1985 год

1990 год



Рис. 6.1.9. Плакат, посвященный развитию методик расчетов тепловой защиты зданий

защиты зданий при обеспечении намеченного федеральными нормами энергосберегающего эффекта;

создаются условия для внедрения новых энергоэффективных технологий и строительных материалов, а также эффективного отопительно-вентиляционного и теплоснабжающего оборудования и систем его управления;

при проектировании создается возможность достичь заданного энергосберегающего эффекта за счет различных комбинаций как отдельных элементов теплозащиты, так и систем обеспечения микроклимата внутри помещений и выбора систем теплоснабжения, т. е. за счет повышения качества проектирования;

стимулирует архитекторов к использованию энергоэффективных компоновок зданий, например, зданий с уширенным корпусом;

дает возможность принятия альтернативных технических решений при реконструкции или капитальном ремонте зданий для достижения требуемого энергопотребления.

Отработка общей стратегии в области энергосбережения, поддержка общей направленности в деле

разработки норм, осознании научной общественностью важности решения проблем энергосбережения происходит на научных конференциях и симпозиумах. Такие научные конференции и симпозиумы способствуют принятию решений на федеральном и региональном уровнях о разработке и утверждении стандартов и норм, связанных с энергосбережением. После их утверждения использование новых принципов, заложенных в федеральные и региональные нормы по энергосбережению в зданиях, является новым делом как для проектировщиков, так и для других участников строительного процесса. Кроме того, язык нормативных документов требует специальной подготовки для восприятия. Поэтому залогом успеха является содействие внедрению норм. Такое содействие представляет непрерывный многолетний процесс, и его можно разделить на шесть тем:

1. Участие в академических сессиях, чтениях, круглых столах, конференциях и симпозиумах по проблеме энергосбережения, информирование технической общественности об основных положениях и особенностях новых норм. На рис. 6.1.9 представлен плакат НИИ строительной физики на четвертой специализированной выставке-конференции «Кровля, изоляция, фасады — 2003», где

помимо слушания доклада посетители выставки имели возможность получить консультации по интересующим вопросам.

2. Публикация в технических журналах основных положений новых норм и наиболее распространенных технических решений, удовлетворяющих требованиям этих норм.
3. Консультации (письменно или по телефону) по возникающим затруднениям.
4. Разработка вспомогательных документов (Свод правил, альбомов технических решений, руководств, технических свидетельств), обеспечивающих необходимой информацией проектировщика.
5. Разработка комплекса компьютерных программ, облегчающих работу проектировщиков при теплотехнических расчетах проектов зданий, соответствующих требованиям норм.
6. Техническая учеба проектировщиков и практические занятия с ними.

Следующие компьютерные программы входят в список программ, содействующих внедрению:

а) программа расчета по энергетическому паспорту. С помощью этой программы устанавливаются нормативные требования к отдельным элементам ограждающих конструкций и осуществляется проверка на соответствие проекта требуемому удельному энергопотреблению зданий;

б) программа расчета температурных полей неоднородных ограждающих конструкций зданий (2- и 3- мерных). С помощью этой программы определяется приведенное сопротивление теплопередаче теплотехнических неоднородных ограждающих конструкций;

в) программа расчета влажностного режима ограждающих конструкций. С помощью этой программы определяются места расположения пароизоляционных слоев.

Соответствие новых СНиП европейским стандартам

Европейский парламент и Совет Европейского союза разработали ряд законов (директив), предназначенных для стандартизации в странах, входящих в ЕС, строительных нормативов по повышению энергоэффективности зданий (Ээ Зд.). Основная мотивация разработки этих законов — повышение эффективности использования естественных энергетических ресурсов в странах, входящих в ЕС.

Новые СНиП отвечают международному уровню стандартизации зданий; в частности, они согласуются с требованиями Директивы (Закона) ЕС № 93/76 SAVE и решения ЕС № 647 о принятии долгосрочной программы содействия энергетической эффективности зданий SAVE с 1998 по 2002 гг., с новым постановлением ФРГ EnEV 2002. Некоторые нормы вводились

Сравнение норм по конечной потребности расхода удельной энергии на отопление и воздухообмен по нормам ТСН РФ 1999/2004 и EnEV-2002

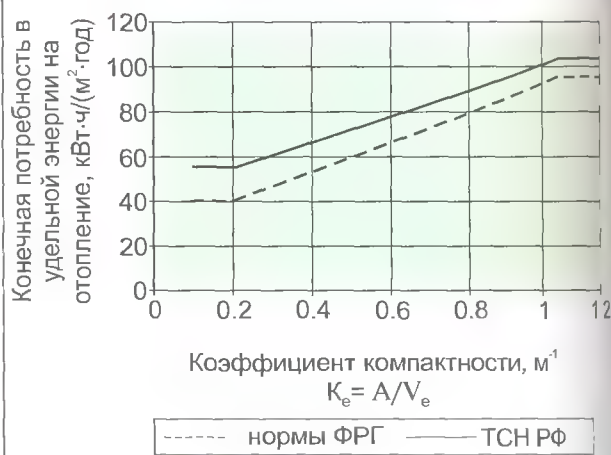


Рис. 6.1.10. Сопоставление нормативов Германии и России

в России даже раньше, чем на Западе. Например, московские нормы МГСН 2.01-99 были утверждены в 1999 г., а новые нормы Германии были введены только в 2002 году.

Новый закон по Ээ Зд. был принят в декабре 2002 г. и вступил в силу в январе 2003 г. Этот закон устанавливает общие принципы и цели по Ээ Зд. для государств — членов ЕС. Предполагается, что детальное выполнение этих принципов будет осуществляться каждым из государств на национальном или региональном уровнях с учетом конкретной ситуации. Однако государства — члены ЕС должны скорректировать свои законы, нормы и административные требования в соответствии с этим законом не позднее января 2006 г.

Согласно закону Ээ Зд. — это фактически потребленное или рассчитанное количество энергии, предназначенное для различных нужд, связанных с обычным использованием здания, включающее среди прочих отопление, нагрев горячей воды, охлаждение, вентиляцию и освещение. Это количество должно выражаться одним или несколькими численными показателями, которые учитывают теплоизоляцию, технические характеристики оборудования, запроектированные согласно климатическим параметрам, ориентации по отношению к поступающей солнечной радиации, влияния окружающих зданий, собственную выработку энергии и другие факторы, включая внутренний микроклимат, влияющие на потребность в энергии.

Представляет интерес сопоставление нормативов Германии и России по конечной удельной потребности в тепловой энергии на отопление (рис. 6.1.10). Значение этого показателя в нормах Германии находится в пределах от 40 до 96 кВт · ч/(м² · год) при базовой системе теплоснабжения. Величины конечного

удельного энергопотребления на отопление, установленные в ТСН РФ и пересчитанные на климатические условия Германии, находятся в пределах от 55 до 110 кВт·ч/(м²·год). Очевидно, что новые российские нормы для многоэтажных многоквартирных зданий приблизительно на 15 % выше немецких нормативов.

Законом усиливается роль энергетической паспортизации зданий сертификатом Ээ Зд. Сертификат Ээ Зд. должен включать контрольные величины, имеющиеся в существующих утвержденных стандартах в странах — членах ЕС и обеспечивающие возможность потребителю сравнить и оценить Ээ Зд. Сертификат должен быть дополнен рекомендациями по экономически выгодным решениям Ээ Зд.

Ожидается, что новая директива поможет в ближайшие пять лет гармонизировать национальные нормы и процедуры, касающиеся энергопотребления зданий. Это исключительно важно, поскольку существующая ситуация в европейских странах очень разнообразна. Поэтому параллельно с разработкой этого закона шла работа по анализу национальных норм стран — членов ЕС по Ээ Зд., процедур по оценке уровня Ээ Зд. и контролю в процессе проектирования, возведения и эксплуатации зданий. В этой работе принимают участие 15 стран: Австрия, Бельгия, Дания, Финляндия, Франция, Германия, Греция, Ирландия, Нидерланды, Норвегия, Португалия, Испания, Швеция и Великобритания, а также Швейцария.

Основной принцип нормирования Ээ Зд. можно представить в виде формулы:

$$EP \leq EP_{max}$$

где: EP — рассчитанная или измеренная величина энергопотребления здания или рассчитанный показатель выделений двуокиси углерода; EP_{max} — максимальная величина энергопотребления здания или максимальный показатель выделений двуокиси углерода.

Величина EP_{max} устанавливается на национальном уровне стандартизации в зависимости от технических, экономических и политических условий. Величина EP рассчитывается или измеряется на основе процедур, учитывающих теплотехнические характеристики зданий и расчетные условия.

На национальном уровне стандартизации Ээ Зд. в странах — членах ЕС существуют два подхода.

Большинство стран, за исключением Франции и Бельгии, придерживаются подхода, когда проектировщик готовит проект здания с учетом требований норм. Процедура соответствия требованиям норм может включать расчеты потребности в энергии или расчеты некоторых параметров, например, коэффициентов теплопередачи, теплопоступлений и пр. Проект здания должен быть одобрен официальным государственным органом, дающим разрешение на стро-

ительство. В процессе возведения здания или по окончании строительства официальный государственный орган может выполнить проверку на соответствие требованиям норм.

Во втором подходе, которого придерживаются во Франции и Бельгии, проектировщик имеет специальный документ (лицензию), дающий ему право на проектирование и обязывающий соблюдать требования норм. Официальные государственные органы могут выполнить контроль, когда здание возведено. В случае несоответствия возведенного здания требованиям норм этот проектировщик может лишиться лицензии.

Несмотря на различие в подходах, процедура расчета Ээ Зд. является обязательной во всех странах за исключением Ирландии. Расчеты Ээ Зд. и проверка соответствия требованиям норм на стадии проектирования является ответственностью как проектировщика, так и будущего собственника (инвестора) здания, заказавшего проект. В Австрии, Бельгии, Германии, Греции и Испании расчеты Ээ Зд. должны выполнять только эксперты, имеющие соответствующие лицензии.

В Швеции, Португалии, Ирландии и Дании результаты расчетов представляются в виде годового потребления зданием конечной энергии. В Нидерландах, Германии, Греции и Франции — в виде годового потребления зданием первичной энергии. В Испании и Финляндии — в виде коэффициента теплопередачи для отдельных компонентов ограждающих конструкций здания. В Норвегии результаты расчетов представляются в виде потребления энергии и в виде коэффициентов теплопередачи.

Контроль расчетов осуществляется по трем схемам. В первой схеме контроль отсутствует (в Норвегии). Во второй — осуществляется выборочный контроль официальными государственными органами (в Великобритании, Финляндии, Португалии), в третьей — осуществляется контроль официальными государственными органами каждого проекта (в Испании, Нидерландах, Греции, Германии, Дании и Австрии).

На стадии возведения зданий проводятся инспекции и возлагаются штрафы или другие санкции в случае несоответствия нормам Ээ Зд. В некоторых странах (в Норвегии и Швеции) существует документированный самоконтроль лицом, назначаемым будущим собственником (инвестором) здания. Обязательный или добровольный контроль существует в Австрии, Бельгии, Нидерландах, Португалии, Дании, Финляндии, Германии, Греции и Ирландии. Во Франции, Испании и Великобритании контроль не осуществляется. Ответственность за соблюдение норм по Ээ Зд. возлагается на строителя в Норвегии и Дании, на собственника (инвестора) — в Греции, Германии, Швеции. А в Великобритании, Испании, Португалии, Нидерландах и Франции на стадии строительства никто не несет ответственности за соблюдение норм по Ээ Зд.

В большинстве стран ЕС системы маркировки построенных зданий по Ээ Зд. не существует. Однако

в Дании и Франции такие системы существуют и хорошо себя зарекомендовали. В Австрии и Греции такие системы разрабатываются.

Французская система маркировки возведенных зданий состоит из четырех групп. Первая и третья группы относятся к Ээ Зд. В первой группе представлены две маркировки по отношению к нормируемому уровню: высокой Ээ Зд. (ВЭэ) и очень высокой Ээ Зд. (ОВЭэ). Третья группа касается Ээ Зд. при использовании электроэнергии на отопление зданий. Остальные группы касаются качества зданий в целом и их отдельных компонентов.

Сопоставительный анализ российских Территориальных строительных норм (ТСН) по Ээ Зд., существующих в странах — членах ЕС, а также директив ЕС показал, что принципиальные подходы к нормированию очень близки. Причем российские ТСН наиболее близки к немецким EnEV. Главные требования директив ЕС по Ээ Зд., и, в частности, новой директивы, за исключением требований по отопительным котлам, практически уже реализованы в российских ТСН. Поэтому можно с уверенностью констатировать, что Российские ТСН по Ээ Зд. гармонизированы с требованиями европейской стандартизации.

Пути дальнейшего повышения энергоэффективности зданий

Комплекс новых норм для различных участников строительного процесса имеет свою специфику.

Для проектировщиков этот комплекс предоставляет возможность учета дополнительных факторов и использования компьютерных технологий при проектировании. Тем самым обеспечивается большая гибкость при проектировании по сравнению с прежним предписывающим подходом, существенно ограничивавшим творческую свободу при проектировании. В проекте здания могут быть в большей степени использованы новые архитектурные формы, новые энергоэффективные строительные технологии и эффективные материалы, новое инженерное оборудование, положительно влияющее на эффективное использование энергии.

Для руководителей стройкомплекса и руководителей строительных компаний новый комплекс устанавливает критерии, на которые необходимо ориентировать развитие эффективных строительных технологий и строительной индустрии, принимать меры стимулирования рыночных преобразований.

Для домовладельцев и эксплуатирующих организаций новый комплекс стимулирует использование энергии во вновь возводимых и реконструируемых зданиях. С его помощью могут быть выявлены здания, которые необходимо срочно реконструировать с энергетической точки зрения, т. е. в целях меньших энерге-

тических затрат при более высоких показателях теплового комфорта и меньших денежных расходах за тепловую энергию.

Для жителей эффективное использование энергии означает меньшие денежные затраты, сбережение ценных невозобновляемых энергоресурсов, значительное улучшение окружающей среды за счет снижения выбросов в атмосферу вредных веществ.

Снижение энергопотребления в строительном секторе — проблема комплексная; тепловая защита отопляемых зданий и ее контроль являются лишь частью, хотя и важнейшей, общей проблемы. Дальнейшее снижение нормируемых удельных расходов тепловой энергии на отопление жилых и общественных зданий за счет повышения уровня тепловой защиты на ближайшее десятилетие, по-видимому, нецелесообразно. Вероятно, это снижение будет происходить за счет ввода более энергоэффективных систем воздухообмена (режим регулирования воздухообмена по потребности, рекуперации теплоты вытяжного воздуха и пр.) и за счет учета управления режимами внутреннего микроклимата, например в ночные часы. В связи с этим потребуется доработка алгоритма расчета расхода энергии в общественных зданиях. Предполагается дальнейшее развитие методологии нормирования тепловой защиты по удельным расходам на производственные отопляемые здания, где доля тепловых потерь через ограждающие конструкции по сравнению с тепловыми потерями на нагрев вентилируемого воздуха относительно мала.

Другая часть общей, пока не решенной проблемы — отыскание уровня эффективной тепловой защиты для зданий с системами охлаждения внутреннего воздуха в теплый период года. В этом случае уровень тепловой защиты по условиям энергосбережения может быть выше, чем при расчетах на отопление зданий. Это означает, что для северных и центральных регионов страны уровень тепловой защиты может устанавливаться из условий энергосбережения при отоплении, а для южных регионов — из условия энергосбережения при охлаждении. По-видимому, целесообразно объединение нормирования расхода горячей воды, газа, электроэнергии на освещение и другие нужды, а также установление единой нормы по удельному расходу энергии здания.

Необходимо отметить, что:

созданная система норм обеспечивает проектирование зданий с эффективным использованием энергии, а система стандартов вводит нормируемые параметры микроклимата и контроль нормируемых теплотехнических и энергетических параметров при эксплуатации здания. Новая методология нормирования впервые была апробирована в целом ряде регионов России и протестирована на проектах многочисленных зданий региональными специалистами. Опыт, полученный от внедрения новых норм

в 50 регионах России, подтвердил правильность выбранных величин нормативов;

- новые нормы дают возможность достижения нормируемых показателей за счет повышения качества проектирования и более широких возможностей в выборе архитектурных форм, технических решений и способов их реализации. Однако реализация этих возможностей требует дополнительных усилий при проектировании. С целью облегчения этих усилий разработан энергетический паспорт. Энергетический паспорт и его компьютерную версию специалисты встречают с энтузиазмом, первоначальные опасения сложности работы с новыми нормами исчезают после демонстрации их применения;
- принципиальная методологическая основа новых норм и основные нормативы соответствуют передовому международному уровню, эти нормы коррелируют с европейскими стандартами;
- разработанная система норм и стандартов создала условия к преобразованию рынка новых строительных технологий, способствовала строительному буму, увеличила занятость населения, привела к существенному энергосбережению, повысила комфорт в помещениях зданий и снизила зависимость внутренней среды здания от аварийных и экстремальных ситуаций.

В настоящее время вступил в силу Федеральный закон «О техническом регулировании». Одновременно прекратили действие Законы «О стандартизации» и «О сертификации продукции и услуг». При этом изменяются функции федеральных органов исполнительной власти. Например, Госстрой РФ в области технического регулирования имеет право издавать только акты, применяемые на добровольной основе. Что касается издания актов обязательного приме-

нения, то это право предоставлено согласно закону Государственной думе РФ.

Однако согласно этому Закону ГОСТы и СНИП, утвержденные до вступления в силу ФЗ «О техническом регулировании», будут продолжать действовать как обязательные к исполнению в течение 7 лет или до утверждения Государственной думой соответствующего технического регламента.

В соответствии с пунктом 15 «Разъяснений о применении правил подготовки нормативных правовых актов федеральных органов исполнительной власти и их государственной регистрации», утвержденных приказом Минюста России от 14.07.99 г. № 215, не подлежат представлению на государственную регистрацию «технические акты (ГОСТы, СНИП, СанПиНы, тарифно-квалификационные справочники, формы статистического наблюдения и т. п.), если они не содержат правовых норм». Правовых норм СНИП 23-02-2003 не содержат и поэтому Минюст РФ не должен был его регистрировать.

Территориальные строительные нормы законом не отменены и будут действовать на территориях субъектов РФ как обязательные к исполнению для всех участников строительной деятельности. Такая практика существует во многих странах, например Германии и США, где делаются типовые модельные нормы, на основе которых региональные власти принимают обязательные к исполнению нормы.

Разъяснительное письмо № КС-7 от 10.02.05 г. председателя Технического комитета по стандартизации «Строительство» Ростехрегулирования – национального органа РФ по стандартизации – подтверждает, что СНИП, в регистрации которых было отказано, продолжают действовать и сохраняют свою обязательную силу.

Приводимый ниже материал по проектированию тепловой защиты зданий рекомендуется использовать при теплотехническом проектировании тепловой защиты зданий по СНиП 23-02 [19] или при экспертизе проектной продукции.

При теплотехническом проектировании тепловой защиты зданий в каждом конкретном случае последовательно решаются следующие задачи расчета [19]:

1. Определение нормируемого уровня тепловой защиты для отдельных элементов ограждающих конструкций по нормируемому в СНиП 23-02 расходу тепловой энергии либо нормируемым значениям приведенных сопротивлений теплопередаче ограждающих конструкций.
2. Расчетного сопротивления теплопередаче и пароизоляции для отдельных элементов ограждающих конструкций «на глади» (т. е. в теплотехнически однородной части ограждающих конструкций) с целью соблюдения уровня теплозащиты, определенного в п. 1.
3. Расчетного приведенного сопротивления теплопередаче, сопоставление результата с уровнем, определенным в п. 1, и внесения при необходимости изменений в проект ограждающей конструкции.

Кроме того, определяется воздухопроницаемость ограждающих конструкций и сопоставляется с нормируемыми величинами.

Для облегчения решения каждой из этих задач разработаны соответствующие компьютерные программы.

Строительные нормы и правила Российской Федерации (СНиП РФ) «Тепловая защита зданий» (далее — СНиП 23-02) устанавливают обязательные и рекомендуемые требования к тепловой защите зданий в целях экономии энергии при обеспечении санитарно-гигиенических и оптимальных параметров микроклимата помещений и долговечности ограждающих конструкций и сооружений, учитывающие природно-климатические и социальные особенности, энергообеспеченность и экономические возможности РФ. Они утверждены постановлением Госстроя России от 26 июня 2003 г. № 113 и введены в действие с 1 октября 2003 г.

Эти нормы разработаны на основании Закона Российской Федерации «Об энергосбережении» № 28-ФЗ от 03.04.96 г., постановления Правительства РФ № 1087 от 02.11.95 г. «О неотложных мерах по энергосбережению», указа Президента РФ № 472 от 07.05.95 г. «Основные направления энергетической политики Российской Федерации на период до 2010 года» и в соответствии с требованиями федеральных нормативных документов: СНиП 23-01,

СНиП 2.08.01, СНиП 2.08.02, СНиП 2.04.07, СНиП 2.04.05 и ГОСТ 30494.

Указанная цель достигнута путем:

- **разработки нормируемых показателей** энергоэффективности зданий и разработки численных значений этих показателей, обеспечивающих в среднем на 40 % снижение потребности в энергии на отопление относительно среднего уровня энергопотребления в РФ;
- **разработки методов проектирования** зданий по установленным показателям энергоэффективности;
- **разработки методов проверки соответствия** проектных значений нормируемым показателям энергетической эффективности (энергетические паспорта зданий).

Новые нормы обязательны к исполнению при проектировании новых и реконструируемых (модернизируемых) гражданских зданий на всей территории РФ.

При установлении численных значений нормируемых показателей в новых СНиП исходили из критерия 40 % снижения энергопотребления относительно среднего уровня энергопотребления зданий при условии подключения здания к базовой (централизованной) системе теплоснабжения. Средний уровень был определен по строительным нормам, действующим в РФ в период 1980—1995 гг.

Новый СНиП определяет нормируемые показатели энергоэффективности зданий и методов их контроля. В новых нормах:

- установлены численные значения нормируемых показателей энергоэффективности зданий;
- дана классификация новых и эксплуатируемых зданий по энергетической эффективности;
- открыта возможность строить здания с более высокими показателями энергоэффективности, чем нормируемые;
- создана возможность выявлять эксплуатируемые здания, которые необходимо срочно реконструировать с точки зрения энергоэффективности;
- даны правила проектирования тепловой защиты зданий при использовании как поэлементного нормирования, так и показателей энергоэффективности;
- даны методы контроля соответствия нормируемым показателям тепловой защиты и энергетической эффективности как при проектировании и строительстве, так и в дальнейшем при эксплуатации зданий (энергетические паспорта);
- не допускается проектирование зданий с расходами энергоресурсов, превышающими установленные нормируемые показатели.

Новые нормы гармонизированы с международным уровнем и, в частности, согласованы показатели энергоэффективности с нормативами Территориальных строительных норм (ТСН) РФ «Энергосбережение в жилых и общественных зданиях» и с требованиями законов (директив) Европейского Содружества (2002/91/ЕС и 93/76 SAVE) с учетом опыта США в разработке модели «Международных норм по энергосбережению в зданиях».

Целью СНиП является проектирование зданий, которые имеют заданную потребность в тепловой энергии на поддержание установленных параметров микроклимата их помещений.

В основу нормативных требований для зданий с заданной потребностью тепловой энергии положен комплексный нормативный показатель удельной потребности в полезной тепловой энергии. В процессе проектирования здания определяется расчетный показатель удельной потребности в полезной тепловой энергии, который зависит от теплозащитных свойств ограждающих конструкций, объемно-планировочных решений здания, тепловыделений и количества солнечной энергии, поступающей в помещения здания, эффективности инженерных систем поддержания требуемого микроклимата помещений и систем теплоснабжения. Этот расчетный показатель не должен превышать нормируемый показатель. В нормировании этого комплексного показателя и заключается основное отличие СНиП от прежних нормативных документов по строительной теплотехнике.

Новизна подхода в создании СНиП, обеспечивающая равнозначный энергосберегающий эффект, предусматриваемый прежними федеральными нормами, заключается в том, что в этих нормах используются резервы, не задействованные в прежних нормативных документах.

По этому новому принципу регламентируются требования не к отдельным частям здания (стены, перекрытия, окна и т. д.), формирующим тепловой баланс здания, а к зданию в целом с энергетической точки зрения.

Как сказано ранее, основным критерием для СНиП является комплексный показатель удельного энергопотребления (приходящийся на один кв. м полезной площади [или на один куб. м отапливаемого объема] и один градусо-сутки отопительного периода) на отопление здания за отопительный период, устанавливаемое в местах подключения здания к системам теплоснабжения или другим источникам энергии, например к индивидуальным котельным на природном газе. Этот показатель является основной нормой для теплотехнического проектирования и имеет размерность $\text{кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{сут.})$ или $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{сут.})$. При этом отпадает необходимость в жестком поэлементном нормировании сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций, как это было предусмотрено в СНиП II-3, а устанавливается лишь их нижний показа-

тель. С другой стороны, в здании должны обеспечиваться комфортные условия пребывания в нем людей, что также является потребительским требованием. Таким образом, создание комфортных условий в здании при заданных расходах энергии на их поддержание и составляет главную задачу с точки зрения потребителя.

Санитарно-гигиенический аспект теплотехнического проектирования приводит к требованию о недопустимости образования конденсата на внутренних поверхностях ограждающих конструкций и в местах теплопроводных включений.

При использовании потребительского принципа СНиП дают следующие преимущества при проектировании:

- отпадает необходимость при проектировании для отдельных элементов ограждающих конструкций достичь заданного поэлементного нормативного уровня;
- обеспечивается равный с поэлементными требованиями энергосберегающий эффект за счет комплексного проектирования теплозащиты здания и учета систем теплоснабжения;
- получают большую свободу выбора проектных решений при проектировании, чем при обращении к поэлементному нормированию.

При проектировании предусмотрено право выбора пути, по которому осуществляется проектирование. Это право предоставляется заказчику и проектной организации.

При удовлетворении требований как потребителю, так и поэлементным принципам будет достигнуто равное энергетическое качество здания. Однако, следуя потребителю, возможно достичь меньшего расхода строительных материалов за счет нахождения более оптимальных вариантов проектных решений, т. е. за счет повышения качества проектирования.

Рассмотрим **преимущества**, а затем недостатки при использовании потребительского принципа.

Выбор уровня для отдельных элементов наружных ограждений зданий осуществляют таким путем, когда комбинация этих уровней приводит к одному главному результату — удельной потребности в полезной тепловой энергии на отопление. Это означает, что уровень теплозащиты для отдельных наружных ограждающих конструкций может быть ниже, равным или выше поэлементного уровня, установленного в СНиП. Другая возможность — это компенсация пониженного по сравнению с поэлементным уровнем теплозащиты для одних элементов ограждающих конструкций повышенным для других.

Такая возможность возникает потому, что учитывается влияние факторов, которые не учитываются при поэлементном нормировании. Например, объемно-планировочные решения, и, в частности, ширина здания, оказывают существенное влияние на потребность в тепловой энергии. В СНиП приведены рекомендуемые

значения соотношений площадей внутренних поверхностей наружных ограждающих конструкций к замкнутому в них объему, при которых будут получаться энергоэффективные компоновки зданий. Эти требования являются рекомендуемыми, и поэтому они не ограничивают выбор архитектурных решений здания. В случае если архитектурное решение здания неэнергоэффективное, то следует выбрать повышенные требования к теплозащите, с тем чтобы компенсировать эту расточительность.

Другим примером является влияние эффективности систем теплоснабжения. Норматив удельной потребности в тепловой энергии на отопление установлен из расчета подключения здания к централизованной системе теплоснабжения. При подключении здания к более эффективным системам теплоснабжения этот норматив будет выше, а к менее эффективным — ниже. В СНиП приведены формулы, обеспечивающие такой учет. В первом случае требования к отдельным элементам наружных ограждающих конструкций могут быть снижены, а во втором — должны быть повышены.

Третьим примером является выбор ориентации здания. При более удачной ориентации здания становится существенным влияние солнечной радиации, и в этом случае уровень теплозащиты как в целом, так и по отдельным элементам может быть снижен.

Из приведенных выше примеров видно, что достичь требований СНиП можно различными путями или их комбинациями. СНиП стимулируют проектировщика к поиску наиболее выгодных комбинаций в зависимости от поставленной перед ним задачи. Например, поставлена задача — установить новый уровень теплозащиты для наружных стен на 30 % ниже уровня поэлементного нормирования. Такую задачу возможно решить несколькими путями. Первый путь — выбрать более эффективное объемно-планировочное решение. Например, увеличить ширину здания с 12 до 16 м. Если этого будет недостаточно, то можно попытаться установить повышенный по сравнению с поэлементным уровнем теплозащиты для чердачных или цокольных перекрытий или провести замену окон на более энергоэффективные, либо снизить площадь остекленности фасада здания. Другой возможностью будет использование децентрализованной системы теплоснабжения, например, газовой котельной, установленной на крыше здания, вместо подключения к централизованной системе теплоснабжения.

Энергетический паспорт необходимо заполнять, согласно СНиП, при разработке проекта здания на стадии приемки здания в эксплуатацию и на стадии эксплуатации здания. Назначение паспорта — доказывать энергетическое качество здания (проекта, возведенного или эксплуатируемого) и его соответствие требованиям СНиП.

При использовании компьютерной версии энергетического паспорта значительно упрощаются расчеты энергетического баланса и нахождение наиболее оп-

тимальных вариантов тепловой защиты, используя методологию «что, если?..», когда необходимо найти такое значение параметра, например требуемого сопротивления теплопередаче наружной стены, что значение целевой функции удельного энергопотребления стало равным требуемому значению.

В процессе строительства здания обычно происходят отступления от проекта, например: замена одного материала на другой или изменение конструктивных решений. Как правило, такие отступления должны быть санкционированы проектной организацией. Однако в практике строительства бывают случаи, когда строительная организация выполняет не санкционированные отступления от проекта. Поэтому при сдаче построенного здания в эксплуатацию СНиП требуют от проектной организации повторного заполнения энергетического паспорта с той же целью, что и при разработке проекта.

К недостаткам потребителя принципа можно отнести: усложнение методологии проектирования, выполнение дополнительной работы, возможность получения непредсказуемых результатов расчета параметров теплозащиты при ошибках в расчете геометрических форм здания.

Чтобы определить требуемые уровни тепловой защиты, необходимо провести дополнительные расчеты теплового баланса здания с определением ряда дополнительных факторов. Поскольку алгоритм расчета увязан с установлением нормируемых значений, то необходимо его строгое соблюдение.

Опыт показал, что основные ошибки при расчетах связаны с ошибочным определением геометрии здания. Следует подчеркнуть, что геометрические размеры здания определяются по внутренним размерам.

2.2. ВЫБОР УРОВНЯ ТЕПЛОЗАЩИТЫ СЛЕДУЯ СНиП

Алгоритм проектирования тепловой защиты зданий следуя СНиП 23-02 приведен на рис. 6.2.1.

Основная цель выполнения алгоритма состоит в нахождении требуемых значений для отдельных элементов наружных ограждающих конструкций. Причем полученные численные значения могут отличаться от тех, что получают при проектировании по поэлементному принципу. Подбор этих параметров осуществляется методом последовательных приближений.

Разработку проекта теплозащиты рекомендуется начинать на стадии эскизного проекта. На этой стадии определяют архитектурную форму здания и его объемно-планировочное решение. Обычно такую работу выполняет архитектор. На этой стадии рассчитывают необходимые геометрические параметры здания. Расчеты выполняют по внутренним размерам без учета внутренних перегородок. Рассчитывают показатель

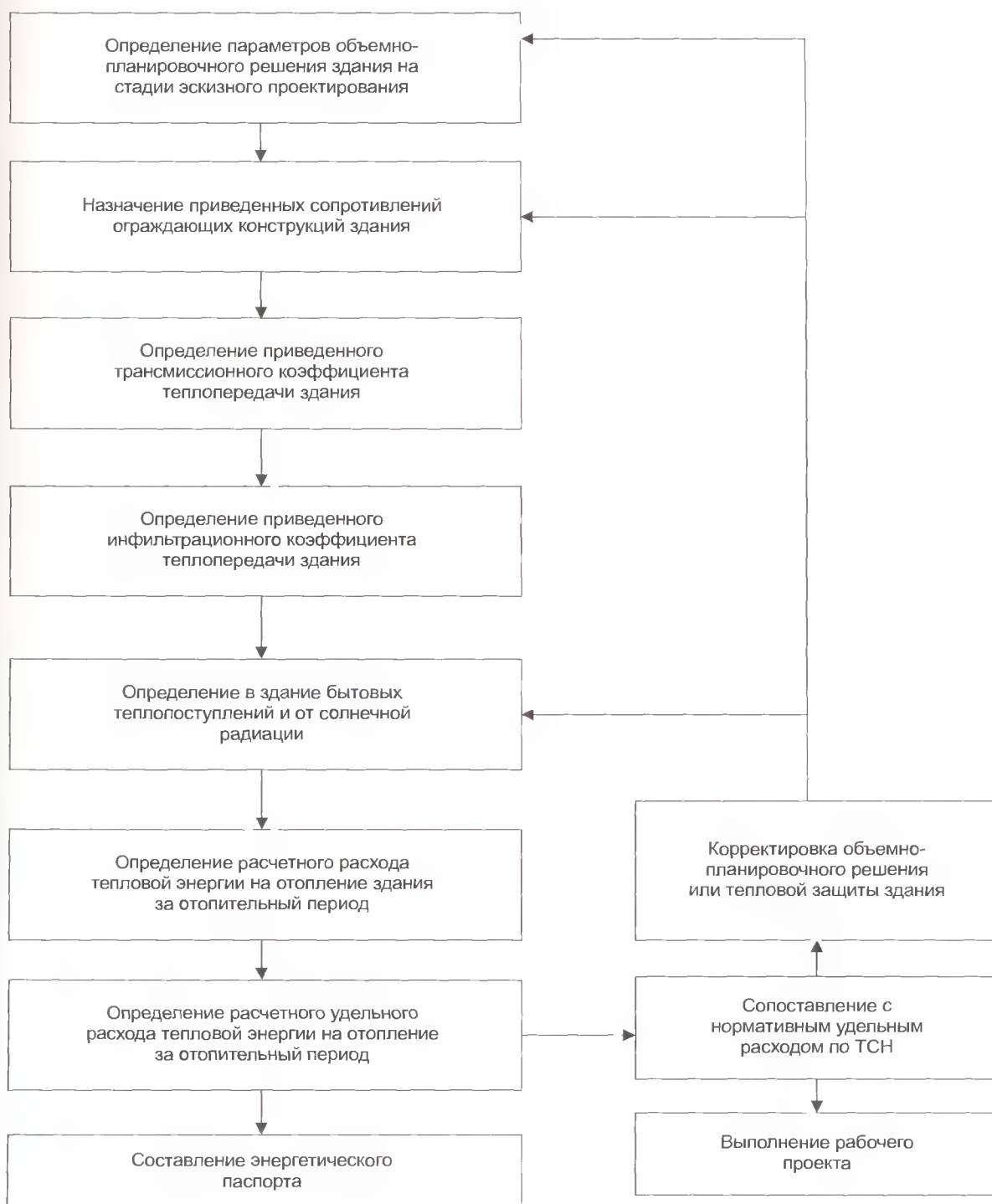


Рис. 6.2.1.

компактности k_e^{des} , проверяют соответствие показателя компактности рекомендуемым значениям согласно СНиП и при необходимости изменяют объемно-планировочное решение. Эту работу рекомендуется выполнять очень тщательно, поскольку данные параметры определяют дальнейший ход всей работы.

Заказчик или инвестор устанавливает класс энергетической эффективности здания согласно СНиП в пределах классов А–С и устанавливает соответствующий

процент снижения нормируемого значения удельного энергопотребления. Если заказчик или инвестор не установил соответствующий класс, то при проектировании выбирается класс С.

Далее определяют нормируемое значение удельного расхода тепловой энергии на отопление здания q_h^{req} в зависимости от типа здания, его этажности и системы его теплоснабжения и снижают это значение согласно установленным процентам; при этом в случае

подключения здания к децентрализованной системе теплоснабжения определяют коэффициент η согласно проектным данным и указаниям СНиП и корректируют нормируемое значение удельного расхода тепловой энергии.

Определяют начальные значения нормируемого сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций (стен, покрытий, чердачных перекрытий, цокольных перекрытий, окон и фонарей, наружных дверей и ворот) согласно данным табл. 4 СНиП [19] и рассчитывают приведенное сопротивление теплопередаче, добиваясь выполнения условия $R'_0 \geq R_0^{req}$.

Назначают требуемый воздухообмен согласно СНиП 31-01, СНиП 31-02 и другим нормам проектирования соответствующих зданий и сооружений.

Для жилых зданий СНиП предусматривают следующие нормативы воздухообмена:

жилые помещения — $3 \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{ч}$;

кухня с электроплитами — не менее $60 \text{ м}^3/\text{ч}$ на 1 чел;

кухня с газовыми плитами:

– 2-х конфорочными — не менее $60 \text{ м}^3/\text{ч}$ на 1 чел;

– 4-х конфорочными — не менее $75 \text{ м}^3/\text{ч}$ на 1 чел;

– 6-ти конфорочными — не менее $90 \text{ м}^3/\text{ч}$ на 1 чел;

ванная и уборная — $50 \text{ м}^3/\text{ч}$ на 1 чел.

СНиП 31-01 предусматривают осуществление вытяжной вентиляции жилых комнат через вытяжные каналы кухонь, уборных, ванных; воздух, идущий из жилых помещений к вентиляционным каналам, одновременно вентилирует помещения кухонь, уборных, ванных. Поэтому определяется количество воздуха, необходимое для вентиляции жилых помещений, затем количество воздуха, необходимое для вентиляции кухонь, уборных, ванных; из полученных значений выбирается наибольшее и делится на объем квартиры (за исключением объема внутренних ограждающих конструкций). Таким образом определяется кратность воздухообмена квартиры и жилого дома в целом.

Основная норма воздухообмена в учебных помещениях общеобразовательных учреждений — $16 \text{ м}^3/\text{ч}$ на 1 человека, средних специальных и высших учебных заведений — $20 \text{ м}^3/\text{ч}$ на 1 место. Такую норму для общеобразовательных учреждений массовой застройки обеспечивает кратность воздухообмена 1 (1/ч). В дошкольных учреждениях требуемая кратность воздухообмена 1,5 (1/ч), в помещениях больниц — 2 (1/ч).

Рассчитывают удельный расход тепловой энергии на отопление здания q_h^{des} и сравнивают его с нормируемым значением q_h^{req} , приведенным в табл. 6.1.1. Если в результате расчета окажется, что удельный расход тепловой энергии q_h^{des} окажется меньше нормативного значения q_h^{req} , то допускается понижение сопротивления теплопередаче отдельных элементов

теплозащиты по сравнению с требуемым (но не ниже значений R_0^{min} и требования невыпадения конденсата) до значений, когда расчетный удельный расход энергии достигнет требуемого.

Расчетная величина удельного расхода тепловой энергии на отопление здания может быть снижена за счет:

- изменения объемно-планировочных решений, обеспечивающих наименьшую площадь наружных ограждений, уменьшения числа наружных углов, увеличения ширины зданий, а также использования ориентации и рациональной компоновки многосекционных зданий;
- выбора светопрозрачных ограждающих конструкций с повышенной теплозащитой, отдавая предпочтение конструкциям с большим числом притворов (рядов уплотнительных прокладок) открывающихся элементов, а также снижения площади световых проемов до минимально необходимой по требованиям естественной освещенности;
- изменения уровня теплозащиты отдельных ограждений здания, рационального расположения эффективных теплоизоляционных материалов в ограждающих конструкциях, обеспечивающих более высокую теплотехническую однородность и эксплуатационную надежность наружных ограждений, а также повышение степени уплотнения стыков и притворов;
- выбора более эффективных систем теплоснабжения, повышения эффективности авторегулирования систем обеспечения микроклимата, применения эффективных видов отопительных приборов и более рационального их расположения;
- утилизации тепла удаляемого внутреннего воздуха и поступающей в помещение солнечной радиации;
- комбинирования предыдущих вариантов, используя принцип взаимозаменяемости.

2.3. ПРОЦЕДУРА ВЫБОРА СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

При установлении нормативов в СНиП 23-02 [19] принят принцип равенства энергозатрат на источнике генерирования тепловой энергии для целей отопления. Поэтому выбор теплозащиты здания осуществляется с учетом энергетической эффективности различных систем теплоснабжения. Нормативные величины потребности в тепловой энергии на отопление здания установлены при условии подключения здания к централизованной системе теплоснабжения. Если

Учет влияния на теплозащиту зданий систем теплоснабжения с различными коэффициентами энергетической эффективности

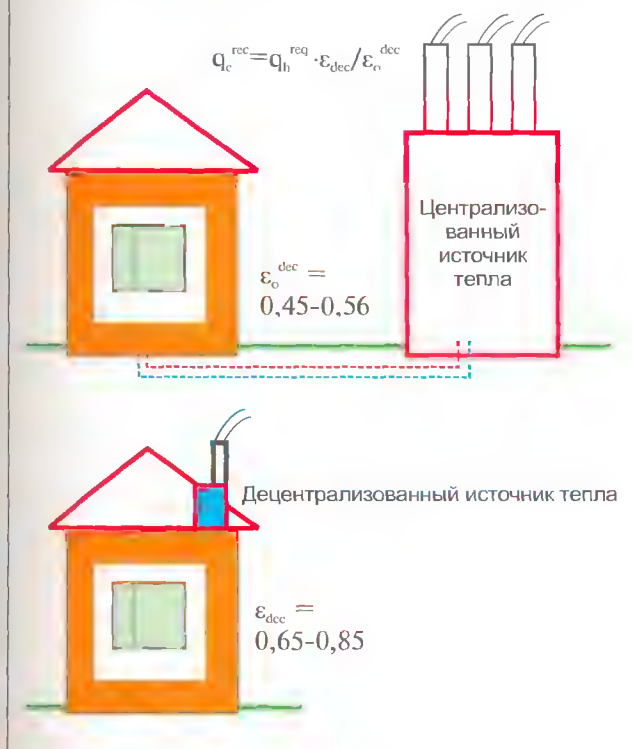


Рис. 6.2.2. Учет влияния на теплозащиту зданий теплоснабжения с различными коэффициентами энергетической эффективности

в проекте здания предусмотрено подключение к децентрализованной системе теплоснабжения, например индивидуальной котельной на природном газе, то нормируемые величины, представленные в СНиП, умножаются на коэффициент ε , рассчитываемый по формуле:

$$\varepsilon = \varepsilon_{dec} / \varepsilon_o^{des},$$

где: ε_{dec} — расчетный коэффициент энергетической эффективности систем отопления и децентрализованного теплоснабжения; ε_o^{des} — расчетный коэффициент энергетической эффективности систем отопления и централизованного теплоснабжения, обычно принимаемый равным 0,5.

Схема учета влияния на теплозащиту зданий систем теплоснабжения с различными коэффициентами энергетической эффективности представлена на рис. 6.2.2. Например, при подключении 3-этажного жилого дома к децентрализованной системе теплоснабжения при $\varepsilon_{dec} = 0,65$ получим $\varepsilon = 1,3$ и на эту величину можно увеличить требуемое значение $q_h^{req} = 115 \cdot 1,3 = 149,5$ кДж/(м² · °С · сут.). В случае использования в этом же доме стационарного электри-

ческого отопления при $\varepsilon_{dec} = 0,35$ получим $\varepsilon = 0,7$ и требуемое значение будет равно $q_h^{req} = 115 \cdot 0,7 = 81,5$ кДж/(м² · °С · сут.). Таким образом, в первом случае необходимо запроектировать меньший уровень теплозащиты, чем было бы при подключении дома к централизованной системе теплоснабжения, а во втором — более высокий уровень теплозащиты.

Коэффициент энергетической эффективности системы следует определять по формуле:

$$\varepsilon_o = \varepsilon_1 \cdot \zeta_1 \cdot \varepsilon_2 \cdot \zeta_2 \cdot \varepsilon_3 \cdot \zeta_3 \cdot \varepsilon_4 \cdot \zeta_4,$$

где: ε_o — коэффициент энергетической эффективности системы теплоснабжения; ε_1 — расчетный коэффициент полезного действия теплотребляющего оборудования систем отопления и вентиляции; ζ_1 — коэффициент эффективности регулирования потребления тепла потребителем. Его величину следует принимать:

- при системах отопления и вентиляции зданий с индивидуальной разводкой, когда количество вырабатываемого тепла соответствует количеству потребляемого тепла, $\zeta_1 = 1$;
- при общепринятых системах отопления зданий $\zeta_1 = 0,9$;

ε_2 — коэффициент полезного действия оборудования, устанавливаемого в тепловых пунктах; ζ_2 — коэффициент эффективности регулирования трансформируемого в тепловом пункте тепла и распределения его между различными системами (отопление, кондиционирование, горячее водоснабжение). Его величину следует принимать:

- при количественно-качественном регулировании отпуска тепла $\zeta_2 = 0,92$;
- при использовании элеваторных узлов $\zeta_2 = 0,9$;

ε_3 — расчетный коэффициент потерь тепла в тепловых сетях; определяется расчетным путем в зависимости от протяженности, диаметра трубопроводов, типа теплоизоляции, способа прокладки; ζ_3 — коэффициент эффективности регулирования теплогидравлических режимов в тепловых сетях. Его величину следует принимать:

- при качественном регулировании отпуска тепла на источнике $\zeta_3 = 0,9$;
- при количественном регулировании отпуска тепла на источнике $\zeta_3 = 0,9$;

ε_4 — коэффициент полезного действия оборудования в автономном источнике тепла (АИТ), его величина принимается по паспортным данным оборудования; ζ_4 — коэффициент эффективности регулирования отпуска тепла в АИТ. Его величина принимается:

- при качественном регулировании отпуска тепла $\zeta_4 = 0,9$;
- при количественно-качественном регулировании отпуска тепла $\zeta_4 = 0,98$.

Расчетный коэффициент энергетической эффективности АИТ (крышного, встроенного или пристроенного), предназначенного для теплоснабжения только одного здания, определяется по формуле:

$$\varepsilon_0 = \varepsilon_1 \cdot \zeta_1 \cdot \varepsilon_4 \cdot \zeta_4.$$

2.4. ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС ЗДАНИЯ И ВЛИЯНИЕ НА НЕГО ОТДЕЛЬНЫХ КОМПОНЕНТОВ

В течение отопительного периода вследствие разницы между температурой внутреннего и наружного воздуха здания происходят следующие потери тепла:

- трансмиссионные — через наружные ограждающие конструкции;
- связанные с воздухообменом за счет подогрева до температуры внутреннего воздуха, поступающего через неплотности или открытые окна и двери холодного наружного воздуха.

Часть этих потерь восполняется за счет:

- тепlopоступления от внутренних источников (электрические, осветительные приборы, потребление горячей воды, люди и т. д.);
- воздействия солнечной радиации на здание, особенно через окна.

Остальные тепlopотери должна восполнить система отопления. Тепловой баланс здания можно записать в следующем виде:

$$Q_h^y = Q^{tr} + Q^{inf} - (Q^{int} + Q^s) \nu \zeta,$$

где: Q_h^y — потребность в тепловой энергии в здании; Q^{tr} — общие тепlopотери здания через наружные ограждающие конструкции; Q^{inf} — тепlopотери, связанные с воздухообменом; Q^{int} — тепlopоступления от внутренних источников в здании; Q^s — тепlopоступления через окна от солнечной радиации; ν — коэффициент, учитывающий способность ограждающих конструкций здания аккумулировать или отдавать тепло; ζ — коэффициент эффективности авторегулирования подачи теплоты в системах отопления, определяемый по СНиП 23-02 [19].

На рис. 6.2.3. представлены составляющие теплового баланса здания.

Определение теплового баланса при проектировании тепловой защиты здания по СНиП необходимо, чтобы рассчитать, какое количество тепловой энергии требуется подать в здание при заданных сопротивлениях тепlopередаче ограждающих конструкций для обеспечения требуемых параметров микроклимата. При этом расчетный расход тепловой энергии на отоп-

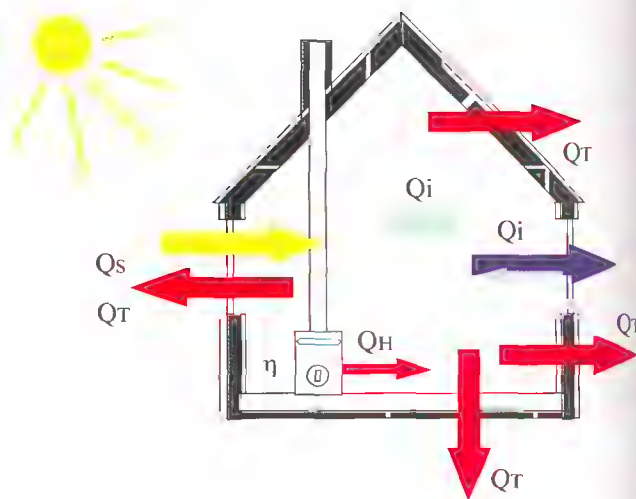


Рис. 6.2.3. Схема распределения тепловых потоков в объеме здания

ление здания, отнесенный к единице площади или объема, не должен превышать установленной в СНиП нормативной величины.

Расчет теплового баланса здания

Величина трансмиссионных тепlopотерь через наружные ограждения (стены, покрытия, цокольные перекрытия, окна) определяется сопротивлением тепlopередаче конструкции. Методика выбора требуемого сопротивления тепlopередаче ограждающих конструкций изложена в разделе 3 [19]. В СНиП при расчете теплового баланса сопротивления тепlopередаче отдельных ограждающих конструкций здания объединены интегральным трансмиссионным коэффициентом тепlopередачи, учитывающим значения сопротивлений всех конструкций, отнесенным к суммарной площади наружных ограждений:

$$K_m^{tr} = \frac{\beta \left(\frac{A_w}{R_w^r} + \frac{A_F}{R_F^r} + \frac{A_{ed}}{R_{ed}^r} + \frac{n \cdot A_c}{R_c^r} + \frac{n \cdot A_f}{R_f^r} \right)}{A_e^{sum}},$$

где: β — коэффициент, учитывающий дополнительные тепlopотери, связанные с ориентацией ограждений по сторонам горизонта, с ограждениями угловых помещений, с поступлением холодного воздуха через входы в здание: для жилых зданий $\beta = 1,13$, для прочих зданий $\beta = 1,1$; $A_w, A_F, A_{ed}, A_c, A_f$ — площадь соответственно стен, заполнений светопроемов (окон, фанарей), наружных дверей и ворот, покрытий (чердачных перекрытий), цокольных перекрытий, м²; $R_w^r, R_F^r, R_{ed}^r, R_c^r, R_f^r$ — приведенное сопротивление тепlopередаче соответственно стен, заполнений светопроемов

(окон, фонарей), наружных дверей и ворот, покрытий (чердачных перекрытий), цокольных перекрытий, $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$; полов по грунту — исходя из разделения их на зоны со значениями сопротивления теплопередаче согласно СНиП; n — коэффициент, принимаемый в зависимости от положения наружной поверхности ограждающей конструкции по отношению к наружному воздуху согласно табл. 6 СНиП; для покрытий (чердачных перекрытий) теплых чердаков и цокольных перекрытий подвалов с разводкой в них трубопроводов систем отопления и горячего водоснабжения по формуле (5) примечания к табл. 6 СНиП [19]; A_e^{sum} — суммарная площадь наружных ограждений.

Теплопотери, обусловленные воздухообменом в здании, определяются через приведенный инфильтрационный коэффициент, учитывающий объем поступающего в здание наружного воздуха, как правило, по санитарным нормам.

$$K_m^{inf} = 0,28 \cdot \frac{c \cdot n_a \cdot \beta_v \cdot V_h \cdot \gamma_a^{ht} \cdot k}{A_e^{sum}},$$

где: c — удельная теплоемкость воздуха, равная $1 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$; n_a — средняя кратность воздухообмена здания за отопительный период, $1/\text{ч}$, принимаемая по нормам проектирования соответствующих зданий: для жилых зданий — исходя из удельного нормативного расхода воздуха $3 \text{ м}^3/\text{ч}$ на 1 м^2 жилых помещений и кухонь; для общеобразовательных учреждений — $16\text{--}20 \text{ м}^3/\text{ч}$ на 1 чел. ; в дошкольных учреждениях $1,5\text{--}1/\text{ч}$, в больницах — $2\text{--}1/\text{ч}$; k — коэффициент учета влияния встречного теплового потока в конструкциях, равный $0,7$ для стыков панелей стен и окон с тройными переплетами, $0,8$ — для окон и балконных дверей с двумя раздельными переплетами и $1,0$ — для одинарных окон, окон и балконных дверей со спаренными переплетами и открытых проемов; A_e^{sum} — общая площадь внутренних поверхностей наружных ограждающих конструкций.

В общественных зданиях, функционирующих не круглосуточно, среднесуточная кратность воздухообмена определяется по формуле:

$$n_a = \frac{z_w \cdot n_a^{req} + (24 - z_w) \cdot 0,5}{24},$$

где: z_w — продолжительность рабочего времени в учреждении, ч; n_a^{req} — кратность воздухообмена в рабочее время, $1/\text{ч}$, согласно СНиП для учебных заведений, поликлиник и других учреждений, функционирующих в рабочем режиме неполные сутки, $0,5\text{--}1/\text{ч}$ — в нерабочее время; β_v — коэффициент снижения объема воздуха в здании, учитывающий наличие внутренних ограждающих конструкций. При отсут-

ствии данных принимать $\beta_v = 0,85$; V_h — отапливаемый объем здания, м^3 ; γ_a^{ht} — средняя плотность наружного воздуха за отопительный период, $\text{кг}/\text{м}^3$.

$$\gamma_a^{ht} = 353 / (273 + t_{ext}^{av}),$$

где: t_{ext}^{av} — средняя температура наружного воздуха за отопительный период, $^\circ\text{C}$.

Определение величины внутренних теплопоступлений в зданиях Q^{int} следует производить следующим образом:

для жилых зданий принимать удельную величину бытовых тепловыделений: муниципальные здания с заселенностью квартир до 20 м^2 общей площади на человека — $17 \text{ Вт}/\text{м}^2$ жилой площади квартиры, с пропорциональным понижением этой величины до $10 \text{ Вт}/\text{м}^2$ при заселенности в 45 м^2 общей площади на 1 чел. ;

для общественных и административных зданий:

При определении установленной мощности системы отопления внутренние тепловыделения не учитываются. При определении годового потребления внутренние тепловыделения учитываются в объеме теплопоступления от людей, осветительных приборов и пользования оргтехникой. Тепловыделения от людей принимаются в размере 90 Вт на 1 чел. и по расчетному количеству сотрудников, учеников, посетителей и т. д. с учетом длительности рабочего времени или пребывания в помещении. Теплопоступления от освещения — по максимально допустимой мощности для соответствующих групп помещений согласно табл. 6.2.1. при использовании 50% рабочего времени, при 8-часовом рабочем дне и 75% — при 12-часовом и более.

Тепловыделения от оргтехники следует принимать по технологическим нормам. Например, удельные внутренние тепловыделения в час за средние сутки отопительного периода для административного здания с расчетной площадью 1000 м^2 установленной мощностью компьютеров, принтеров, ксероксов и др. 10 кВт с использованием их на 70% по времени и расчетной численностью сотрудников 100 чел. и продолжительностью рабочего дня 8 часов при 5-дневной рабочей неделе составят:

$$Q^{int} = [(25 \cdot 1000 \cdot 0,5 + 10000 \cdot 0,7 + 90 \cdot 100) \cdot 8 \cdot 5/7] : (24 \cdot 1000) = 6,79 \text{ Вт}/\text{м}^2.$$

Определение расчетной удельной потребности тепловой энергии на отопление позволяет рассмотреть возможности выбора отдельных элементов и выявить влияние отдельных составляющих на тепловой баланс, выделяя элементы теплозащиты, где происходят наибольшие потери тепловой энергии. Для выбранных элементов теплозащиты и системы отопления и теплоснабжения следует разработать конструк-

тивные и инженерные решения, обеспечивающие требуемое значение удельной потребности тепловой энергии на отопление здания.

Теплопоступления через окна и фонари от солнечной радиации Q^s , МДж, определяют по г. 7 СНиП 23-02 [19].

Общий коэффициент теплопередачи здания K_m , Вт/(м² · °С), определяется по формуле:

$$K_m = K_m^{tr} + K_m^{int}.$$

Общие теплопотери здания за отопительный период, равные $Q^{tr} + Q^{int}$, МДж, определяются по формуле г. 3 СНиП 23-02 [19]:

$$Q^{tr} + Q^{int} = 0,0864 \cdot K_m \cdot D_d \cdot A_e^{sum},$$

где: D_d — градусо-сутки отопительного периода, °С · сут.; A_e^{sum} — общая площадь внутренних поверхностей наружных ограждающих конструкций, м².

Наименование помещения	Максимальная нормируемая освещенность, лк	Максимально допустимая удельная установленная мощность, Вт/м ² , не более
Здания управления, конструкторских и проектных организаций, научно-исследовательских учреждений, библиотеки		
Кабинеты и рабочие комнаты, офисы	400	25
Проектные комнаты и залы, конструкторские и чертежные бюро	500	35
Помещения для ксерокопирования, электрофотографирования и т. п.	400	25
Помещения для работы с дисплеями, видеотерминалами, мониторами	400	25
Читальные залы	400	25
Лаборатории	500	35
Банковские и страховые учреждения		
Операционный зал, кассовый зал	500	35
Общеобразовательные школы, школы-интернаты, профессионально-технические, средние специальные и высшие учебные заведения		
Классные комнаты, аудитории, учебные кабинеты лаборатории, кабинеты информатики	400	25
Детские дошкольные учреждения		
Групповые, игральные, столовые комнаты	400	25
Предприятия общественного питания		
Обеденные залы	200	14
Помещения для приготовления пищи	400	25
Магазины		
Торговые залы супермаркетов	500	35
Торговые залы магазинов	400	25
Предприятия бытового обслуживания		
Парикмахерские	400	25
Ателье пошива и ремонта одежды	750	52
Жилые здания		
Комнаты общежитий	300	20

Расчетная величина удельной потребности тепловой энергии на отопление здания может быть снижена, следуя указаниям СНиП [19], [20].

Выбор мероприятий по повышению теплозащиты при реконструкции зданий рекомендуется выполнять на основе технико-экономического сравнения проектных решений увеличения или замены теплозащиты отдельных видов ограждающих конструкций здания (чердачных и цокольных перекрытий, торцевых стен, стен фасада, светопрозрачных конструкций и прочих), начиная с повышения эксплуатационных качеств более дешевых вариантов ограждающих конструкций. Если при увеличении теплозащиты этих видов ограждающих конструкций не удается достигнуть требуемого значения удельной потребности тепловой энергии, то следует дополнительно применять другие, более дорогие варианты утепления, замены или комбинации вариантов до достижения указанного требования.

Наиболее критичным является величина требуемого сопротивления теплопередаче наружных стен R_o^{req} . Эти величины должны находиться в пределах значений от R_o^{min} до R_o^{req} , R_o^{min} определяется по формуле:

$$R_o^{min} = 0,63 \cdot R_o^{req}.$$

2.5.2 Правила расчета площадей

Ниже перечислены правила расчета площадей:

а) отапливаемую площадь здания следует определять как площадь этажей (в т. ч. мансардного, отапливаемого цокольного и подвального) здания, измеряемую в пределах внутренних поверхностей наружных стен, включая площадь, занимаемую перегородками и внутренними стенами. При этом площадь лестничных клеток и лифтовых шахт включается в площадь этажа. Площадь антресолей, галерей и балконов зрительных и других залов следует включать в отапливаемую площадь здания.

В отапливаемую площадь здания не включаются площади объемов здания (неотапливаемого подвала (подполья), чердака или его части, не занятой под мансарду, остекленных лоджий, балконов, веранд, холодных кладовых и т. п.), выходящих за пределы наружных ограждающих конструкций, а также площади технических этажей;

б) при определении площади мансардного помещения жилого здания учитывается площадь этого помещения с высотой от пола до наклонного потолка 1,5 м при наклоне 30° к горизонту; 1,1 м — при 45°, 0,5 м — при 60° и более. При промежуточных значениях высота определяется по интерполяции. Площадь помещения с меньшей высотой от пола до наклонного потолка следует учитывать в общей площади с коэффициентом 0,7, при этом минимальная высота стены,

примыкающей к потолку, должна быть 1,2 м при наклоне потолка 30°, 0,8 м — при наклоне от 45° до 60°, не ограничивается при наклоне 60° и выше;

в) площадь жилых помещений здания подсчитывается как сумма площадей всех общих комнат (гостиных) и спален;

г) отапливаемый объем здания определяется как произведение площади этажа на внутреннюю высоту, измеряемую от поверхности пола первого этажа до поверхности потолка последнего этажа.

При сложных формах внутреннего объема здания отапливаемый объем определяется как объем пространства, ограниченного внутренними поверхностями наружных ограждений (стен, покрытия или чердачного перекрытия, цокольного перекрытия).

Для определения объема воздуха, заполняющего здание, отапливаемый объем умножается на коэффициент 0,85;

д) площадь наружных ограждающих конструкций определяется по внутренним размерам здания. Общая площадь наружных стен (с учетом оконных и дверных проемов) определяется как произведение периметра наружных стен по внутренней поверхности на внутреннюю высоту здания, измеряемую от поверхности пола первого этажа до поверхности потолка последнего этажа. Суммарная площадь окон определяется по размерам проемов в свету. Площадь наружных стен (непрозрачной части) определяется как разность общей площади наружных стен и площади окон;

е) площадь горизонтальных наружных ограждений (покрытия, чердачного и цокольного перекрытия) определяется как площадь этажа здания (в пределах внутренних поверхностей наружных стен).

При наклонных поверхностях потолков последнего этажа площадь покрытия, чердачного перекрытия определяется как площадь внутренней поверхности потолка.

Наиболее распространенная ошибка заключается в том, что геометрические параметры определяют не с чертежей проектируемого здания, а с паспортов.

В случае нарушения этих правил возможно получение непредсказуемых результатов.

2.5. ВЫБОР КОНСТРУКТИВНЫХ, ОБЪЕМНО-ПЛАНИРОВОЧНЫХ И АРХИТЕКТУРНЫХ РЕШЕНИЙ И ИХ РАСЧЕТ

2.5.1 Общая часть

При проектировании теплозащиты зданий различного назначения следует применять, как правило, многослойные типовые конструкции и изделия полной

заводской готовности, в том числе конструкции комплексной поставки со стабильными теплоизоляционными свойствами, достигаемыми за счет применения эффективных теплоизоляционных материалов с минимумом теплопроводных включений и стыковых соединений в сочетании с надежной гидроизоляцией, не допускающей проникновения влаги в жидкой фазе и максимально сокращающей проникновение водяных паров в толщу теплоизоляции.

Взаимное расположение отдельных слоев ограждающих конструкций должно способствовать высыханию конструкций и исключать возможность накопления влаги в ограждении в процессе эксплуатации.

Ограждающие конструкции должны обладать необходимой прочностью, жесткостью, устойчивостью, долговечностью и огнестойкостью, удовлетворять общим архитектурным, эксплуатационным, санитарно-гигиеническим требованиям соответствующих глав СНиП и СанПиН. В сборных конструкциях особое внимание должно быть обращено на прочность, жесткость и долговечность соединений.

Требуемую степень долговечности ограждающих конструкций следует обеспечивать применением материалов, имеющих надлежащую стойкость (морозостойкость, влагостойкость, биостойкость, стойкость против коррозии, высокой температуры, циклических температурных колебаний и других разрушающих воздействий окружающей среды), а также соответствующими конструктивными решениями, предусматривающими в случае необходимости специальную защиту элементов конструкций, выполняемых из недостаточно стойких материалов.

Ограждающие конструкции следует проектировать с применением материалов и изделий, включенных в действующие каталоги номенклатуры материалов и изделий и ГОСТы. При отсутствии ГОСТа или другого нормативного документа на каждый новый вид материала или изделия должны быть разработаны и утверждены в установленном порядке технические условия и получены расчетные теплофизические показатели материала.

Ограждающие конструкции должны предусматриваться с минимальным количеством типоразмеров изделий и возможностью взаимозаменяемости применяемых элементов.

Для обеспечения лучших эксплуатационных характеристик в многослойных конструкциях зданий с теплой стороны следует располагать слои большей теплопроводности и увеличенным сопротивлением паропрооницанию. При выборе материалов для наружных ограждающих конструкций следует отдавать предпочтение местным строительным материалам.

При проектировании зданий для повышения пределов огнестойкости внутренней и наружной поверхности стен следует предусматривать устройство облицовки из негорючих материалов или штукатурки, а для защиты от воздействия влаги и атмосферных

осадков — дополнительно окраску водоустойчивыми составами, выбираемыми в зависимости от материала стен и условий эксплуатации.

Ограждающие конструкции, контактирующие с грунтом, следует предохранять от грунтовой влаги путем устройства гидроизоляции.

2.2 Стены

По виду воспринимаемых нагрузок стены проектируются несущими, самонесущими и навесными. Несущие стены воспринимают нагрузку от собственного веса, перекрытий, покрытий, а также ветровую нагрузку. Самонесущие и навесные стены воспринимают только нагрузку от собственного веса и ветровую нагрузку, которая передается на внутренние несущие конструкции или каркас здания.

С теплотехнической точки зрения различают три вида наружных стен по числу основных слоев: однослойные, двухслойные и трехслойные.

Однослойные стены практически применимы до 3850 градусо-суток.

В трехслойных ограждениях с защитными слоями на точечных (гибких, шпоночных) связях утеплитель из пенополистирола и минеральной ваты толщиной 200–300 мм обеспечивает их применение в северных (градусо-сутки 6000–6500) регионах. В трехслойных бетонных панелях соотношение толщин наружных и внутренних слоев должно быть не менее 1:1,25 при минимальной толщине наружного слоя не менее 50 мм.

В двухслойных стенах предпочтительно расположение утеплителя снаружи. Используются два варианта наружного утеплителя: системы с наружным штукатурным слоем и системы с воздушным зазором между наружным облицовочным слоем и утеплителем. Не рекомендуется применять теплоизоляцию с внутренней стороны из-за возможного накопления влаги в теплоизоляционном слое, однако в случае такого применения поверхность со стороны помещения должна иметь сплошной и надежный пароизоляционный слой.

Стеновые панели применяются в бескаркасных и каркасных зданиях, а также в зданиях из бетонных объемных блоков, заранее собранных в один монтажный элемент. Вертикальные стыки панелей наружных стен должны совпадать с осями конструктивно-планировочной сетки здания. Их следует располагать в местах сопряжений с внутренними стенами или перегородками или по оси колонн в каркасных зданиях. Горизонтальные стыки панелей следует располагать на уровне верхней грани панелей перекрытий.

При проектировании стен из кирпича и других мелкоштучных материалов следует максимально применять облегченные конструкции в сочетании с плитами из эффективных теплоизоляционных материалов и воздушными прослойками.

Стены зданий из кирпича и керамических камней, за исключением стен с воздушными прослойками, а также стены, облицованные кирпичом, следует проектировать, как правило, без наружной штукатурки, но с расшивкой швов кладки по фасаду.

Деревянные (рубленные из бревен, брусчатые, щитовые, каркасно-обшивные) стены рекомендуется применять, как правило, для малоэтажных зданий в условиях, где лес является местным материалом. Для сборных (стандартных) домов должны применяться стены деревянной конструкции из деталей и изделий заводского изготовления.

При проектировании стен с невентилируемыми воздушными прослойками следует руководствоваться следующими рекомендациями:

- размер прослойки по высоте не должен быть более высоты этажа и не более 6 м размер по толщине — не менее 60 и не более 100 мм; допускается толщина воздушной прослойки 40 мм в случае обеспечения гладких поверхностей внутри прослойки и не менее 10 мм при устройстве отражательной теплоизоляции;
- воздушные прослойки между ограждающими конструкциями и горючим утеплителем следует разделять глухими диафрагмами из негорючих материалов на участки размерами не более 3 м^2 ;
- воздушные прослойки рекомендуется располагать ближе к холодной стороне ограждения.

При проектировании стен с вентилируемой воздушной прослойкой (стены с вентилируемым фасадом) следует руководствоваться следующими рекомендациями:

- воздушная прослойка должна быть толщиной не менее 60 и не более 150 мм и ее следует размещать между наружным слоем и теплоизоляцией; следует предусматривать рассечки воздушного потока по высоте каждые три этажа из перфорированных перегородок;
- наружный слой стены должен иметь вентиляционные отверстия, суммарная площадь которых определяется из расчета 7500 мм^2 на 20 м^2 площади стен, включая площадь окон;
- нижние (верхние) вентиляционные отверстия, как правило, следует совмещать с цоколями (карнизами), причем для нижних отверстий предпочтительно совмещение функций вентиляции и отвода влаги;
- применять жесткие теплоизоляционные материалы плотностью не менее $80\text{--}90 \text{ кг/м}^3$, имеющие на стороне, обращенной в прослойку, ветро-, воздухозащитные паропроницаемые пленки типа «Тайвек» или кашированные стеклотканью, либо предусматривать обязательную защиту поверхности теплоизоляции, обращенную в прослойку, стеклотканью с ячейками не более $4 \times 4 \text{ мм}$ или стеклотканью, прикрепляя ее к теплоизоля-

ции при помощи армирующей массы; не следует применять горючие утеплители; применение мягких теплоизоляционных материалов не рекомендуется;

- предусматривать в воздушной прослойке каждые 3 этажа несгораемые глухие диафрагмы;

при использовании в качестве наружного слоя облицовки плит искусственных или натуральных камней горизонтальные швы должны быть раскрыты (не должны заполняться уплотняющим материалом).

Тепловую изоляцию наружных стен следует стремиться проектировать непрерывной в плоскости фасада здания. Такие элементы ограждений, как внутренние перегородки, колонны, балки, вентиляционные каналы и другие, не должны нарушать целостности слоя теплоизоляции. Воздуховоды, вентиляционные каналы и трубы, которые частично проходят в толще ограждений, следует заглублять до теплой поверхности теплоизоляции. Следует обеспечить плотное примыкание теплоизоляции к сквозным теплопроводным включениям. При этом приведенное сопротивление теплопередаче с теплопроводными включениями должно быть не менее нормируемых величин согласно потребителскому подходу или не менее нормируемых величин согласно поэлементному подходу.

При применении новых теплоизоляционных материалов, расчетные теплотехнические характеристики которых не приведены в данном документе, эти характеристики следует принимать согласно теплотехническим испытаниям, проведенным аккредитованными испытательными лабораториями.

При применении в ограждающих конструкциях горючих утеплителей оконные и другие проемы по периметру следует обрамлять полосами шириной не менее 200 мм из минераловатного утеплителя плотностью не менее $80\text{--}90 \text{ кг/м}^3$. Эти конструкции должны сопровождаться протоколами натурных огневых испытаний и разрешениями Госпожнадзора к применению на соответствующей территории. При выборе типа ограждающей конструкции следует учитывать степень огнестойкости здания, класс функциональной и конструктивной пожарной опасности здания.

При наличии в конструкции теплозащиты теплопроводных включений необходимо учитывать следующее:

- несквозные включения целесообразно располагать ближе к тепловой стороне ограждения;
- в сквозных, главным образом металлических, включениях (профилях, стержнях, болтах, оконных рамах) следует, как правило, предусматривать вставки (разрывы мостиков холода) из материалов с коэффициентом теплопроводности не выше $0,35 \text{ Вт/(м} \cdot ^\circ\text{C)}$.

Приведенное сопротивление теплопередаче R_0^r , $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C/Вт}$ для наружных стен следует определять

согласно СНиП [19] для фасада здания либо для одного промежуточного этажа с учетом откосов проемов без учета их заполнений с проверкой условия на невыпадение конденсата на внутренней поверхности участков в зонах теплопроводных включений.

Коэффициент теплотехнической однородности r с учетом теплотехнических однородностей, оконных откосов и примыкающих внутренних ограждений проектируемой конструкции для:

- панелей индустриального изготовления должен быть не менее нормативных величин;

- для стен жилых зданий из кирпича с утеплителем — не менее 0,74 при толщине стены 510 мм.

Значение коэффициента r проектируемой конструкции следует определять согласно настоящему документу. Если в проектируемой конструкции ограждения достигнуть нормативных величин r не удастся, то такую конструкцию рекомендуется снять с дальнейшего проектирования.

Покрытия, чердаки, мансарды

Покрытия жилых и общественных зданий могут быть бесчердачными (совмещенными) и отдельной конструкции, верхнее и нижнее перекрытия которой образуют чердачное пространство и в зависимости от способа удаления вентиляционного воздуха может быть холодным или теплым. Если утепленное чердачное пространство оборудовано отопительными приборами, то такой чердак является отапливаемым (мансардным этажом).

Крыши с холодным чердаком разрешается применять в жилых зданиях любой этажности. Крыши с теплым чердаком рекомендуется применять в зданиях 9 и более этажей. Для зданий в 5 этажей и менее допускается проектировать чердачные крыши скатными с кровлей из штучных материалов.

В крыше с холодным чердаком внутреннее пространство вентилируется наружным воздухом через отверстия в стенах, площадь сечения которых при железобетонном покрытии должна быть не менее 0,002 площади перекрытия. При скатной кровле из штучных материалов (асбестоцементных листов, черепицы) чердачное пространство вентилируется через зазоры между его листами, поэтому вентиляционные отверстия допускается уменьшать до 0,001 площади перекрытия.

При крыше с холодным чердаком теплоизоляция укладывается по плитам чердачного перекрытия. Теплоизоляционный слой по периметру чердака на ширину не менее 1 м рекомендуется защищать от увлажнения. Вентиляционные шахты и вытяжки канализационных стояков при холодном чердаке с выпуском воздуха наружу должны быть утеплены выше чердачного перекрытия.

Плиты покрытия крыш с холодным чердаком рекомендуется проектировать в виде ребристых тонкостенных панелей из железобетона: ребрами вниз — при рулонной кровле; ребрами вверх — при безрулонной кровле. Толщину полки кровельных плит рекомендуется применять не менее 40 мм, а толщину безрулонного лотка — не менее 60 мм.

В крыше с теплым чердаком чердачное пространство, имеющее утепленные фризные наружные стены и утепленное кровельное покрытие, обогревается теплым воздухом, который поступает из вытяжной вентиляции дома. Для удаления воздуха из чердачного пространства следует предусматривать вытяжные шахты по одной на каждую секцию. Чердачное пространство следует посекционно разделить стенами на изолированные отсеки. Дверные проемы в стенах, обеспечивающие сквозной проход по чердаку, должны иметь уплотненные притворы.

Плиты покрытия теплого чердака при безрулонной кровле должны иметь верхний кровельный слой не менее 40 мм из плотного бетона и бортовые ребра высотой 100 мм. Плиты рекомендуется проектировать двухслойными, в том числе с теплоизоляционными вкладышами.

Плиты покрытия теплого чердака под рулонную кровлю рекомендуется проектировать однослойными из легкого бетона, в том числе с термовкладышами, или трехслойными.

Бесчердачные покрытия (совмещенные крыши) могут устраиваться неventилируемыми и вентилируемыми. Невентилируемые покрытия следует предусматривать в тех случаях, когда в конструкции покрытия путем применения пароизоляции и других мероприятий исключается недопустимое влагонакопление в холодный период года. Вентилируемые покрытия надлежит предусматривать в тех случаях, когда конструктивные меры не обеспечивают нормального влажностного состояния конструкций.

В жилых и общественных зданиях рекомендуется преимущественное применение вентилируемых совмещенных крыш.

Рекомендуемая конструкция бесчердачного вентилируемого покрытия (совмещенной) крыши может содержать следующие слои, считая от нижней поверхности:

- несущая конструкция;
- пароизолирующий слой;
- теплоизолирующий слой;
- вентилируемая прослойка, служащая для удаления влаги из конструкции покрытия или для его охлаждения;
- основание под гидроизоляцию (стяжка или кровельная плита при щелевых вентилируемых прослойках);
- многослойный гидроизолирующий кровельный ковер.

Волокнистые теплоизоляционные материалы в вентилируемых покрытиях должны быть защищены от воздействия вентилируемого воздуха паропроницаемыми пленочными покрытиями.

Осушающие воздушные прослойки и каналы следует располагать над теплоизоляцией или в верхней зоне последней. Минимальный размер поперечного сечения этих прослоек не должен быть менее 40 мм. Приточные отверстия следует устраивать в карнизной части, а вытяжные — с противоположной стороны здания или в коньке. Суммарное сечение как приточных, так и вытяжных отверстий рекомендуется назначать в пределах 0,002–0,001 от горизонтальной проекции покрытия.

Несущую часть мансардных этажей следует проектировать из поперечных двухпролетных металлических или деревянных рам с продольным шагом 2,6–3,2 м, которые опираются на несущие конструкции ниже расположенной части здания.

Покрытие мансарды выполняют трехслойным: с наружным облицовочным слоем из металлочерепицы, гофрированного металлического листа или окрашенного асбестоцементного волнистого листа по обрешетке, средним слоем эффективного утеплителя из волокнистых материалов и внутренней облицовкой из гипсокартона или цементно-стружечной плиты толщиной 30 мм. С внутренней стороны утеплителя предусмотрена пароизоляция в виде полиэтиленовой пленки.

4. Окна и фонари

Заполнение светопроемов совокупности ограждающих конструкций зданий выполняется в виде двойного или тройного остекления — стеклопакетов и отдельных стекол, закрепляемых в переплетах, выполняемых из малотеплопроводных материалов. Необходимым условием применения заполнений световых проемов в проектируемых зданиях является наличие сертификата соответствия системы сертификации РФ на выбранную светопрозрачную конструкцию (оконный блок, зенитный фонарь, мансардный оконный блок).

Оконные блоки с деревянными или пластмассовыми переплетами (ГОСТ 23166, ГОСТ 2470, ГОСТ 30674) следует размещать в оконном проеме на глубину обрамляющей «четверти» (50–120 мм) от плоскости фасада теплотехнически однородной стены или посередине теплоизоляционного слоя в многослойных конструкциях стен. Оконные блоки следует закреплять на более прочном (наружном или внутреннем) слое стены. При выборе окон с пластмассовыми переплетами следует отдавать предпочтение конструкциям, имеющим уширенные коробки (не менее 90 мм).

Заполнение зазоров в примыканиях окон и балконных дверей к конструкциям наружных стен рекомендуется проектировать с применением вспенивающихся синтетических материалов. Все притворы окон и балконных дверей должны содержать уплотнительные

прокладки (не менее двух) из силиконовых материалов или морозостойкой резины. Установку стекол следует производить с применением силиконовых герметиков.

Допускается применение двухслойного остекления вместо трехслойного для окон и балконных дверей, выходящих внутрь остекленных лоджий.

С целью организации требуемого воздухообмена, как правило, следует предусматривать специальные приточные отверстия (клапаны) в ограждающих конструкциях либо щелевые приточные устройства в переплетах окон или рамах при использовании современных (воздухопроницаемость притворов по сертификационным испытаниям $1,5 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ и ниже) конструкций окон.

При разработке объемно-планировочных решений проектов зданий следует избегать одновременно размещения окон по обеим наружным стенам угловых комнат. В случае помещений большой глубины необходимо предусматривать двухстороннее (на противоположных стенах) или угловое расположение окон.

Заполнение светопроемов в мансардных покрытиях выполняют в двух вариантах:

- в плоскости покрытия — оконными блоками типа «Велюкс»;

- устройством люкарен, в которых вертикально монтируют оконные блоки в пластмассовых и деревянных переплетах, в том числе типа «Велюкс».

При устройстве мансардных окон следует предусматривать надежную в эксплуатации гидроизоляцию примыкания кровли к оконному блоку. Плоскости откосов наклонных светопроемов в мансардных этажах следует проектировать под углом 135° к поверхности остекления.

В зависимости от предназначения зенитные фонари выполняют глухими и открывающимися. В глухих фонарях надежнее выполняется примыкание светопропускающего заполнения к опорному стакану. Открывающиеся зенитные фонари предназначены для вентиляции помещений, а также для дымоудаления во время пожара. Площадь светопроемов зенитных фонарей не должна превышать 15 % площади пола помещений.

Общими элементами зенитных фонарей, применяемых в общественных зданиях, являются: светопропускающее заполнение, опорный стакан, механизмы открывания. Светопропускающее заполнение может быть выполнено в виде многослойных куполов и оболочек из органического и силикатного стекла, стеклопакетов. Опорные стаканы изготавливают из листовой стали, холодногнутых и стальных профилей, а также из железобетона, керамзитобетона, асбестоцемента и других материалов и утепляют эффективными теплоизоляционными материалами. Стаканы устанавливают по периметру светопроемов в покрытиях зданий. Открываемые зенитные фонари снабжены специальными механизмами открывания, имеющими дистанционное управление.

Элементы светопропускающего заполнения закрепляют в конструкции фонаря через упругие прокладки из листовой резины, резиновых профилей, паронизла, гернита, а места примыкания герметизируют специальными герметиками.

2.6. ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ

Основное требование заключается в том, что приведенное сопротивление теплопередаче R_o^r ограждающих конструкций должно быть больше или равно нормируемому значению R_o^{req} :

$$R_o^r \geq R_o^{req}.$$

При следовании потребителскому подходу нормируемые значения для отдельных элементов ограждающих конструкций определяются следуя указаниям пособия.

При следовании элементному подходу нормируемые значения сопротивления теплопередаче R_o^{req} получают согласно табл. 4 СНиП 23-02 [19] и градусо-суток D_d согласно СНиП 23-01 или по формуле для наружных стен:

$$R_o^{req} = 0,00035 \cdot D_d + 1,4.$$

Несветопрзрачные ограждающие конструкции

Термическое сопротивление R , $m^2 \cdot ^\circ C / W$, однородного слоя многослойной ограждающей конструкции, а также однослойной ограждающей конструкции следует определять по формуле:

$$R = \delta / \lambda,$$

где: δ — толщина слоя, м; λ — расчетный коэффициент теплопроводности материала слоя, $W / (m \cdot ^\circ C)$, принимаемый согласно указаниям раздела 5 СП 23-101.

Термическое сопротивление R_k , $m^2 \cdot ^\circ C / W$, ограждающей конструкции с последовательно расположенными однородными слоями следует определять как сумму термических сопротивлений отдельных слоев:

$$R_k = R_1 + R_2 + \dots + R_n + R_{a,l}.$$

где: $R_1, R_2, \dots, R_n$ — термические сопротивления отдельных слоев ограждающей конструкции, $m^2 \cdot ^\circ C / W$, определяемые по формуле (6.2.14); $R_{a,l}$ — термиче-

ское сопротивление замкнутой воздушной прослойки, принимаемое по табл. 6.2.2.

Сопротивление теплопередаче R_o , $m^2 \cdot ^\circ C / W$, однородной однослойной или многослойной ограждающей конструкции с однородными слоями или ограждающей конструкции в удалении от теплотехнических неоднородностей не менее чем на две толщины ограждающей конструкции следует определять по формуле:

$$R_o = R_{si} + R_k + R_{se},$$

где: $R_{si} = 1 / \alpha_{int}$, α_{int} — коэффициент теплоотдачи внутренней поверхности ограждающих конструкций, $W / (m^2 \cdot ^\circ C)$, принимаемый по табл. 7 СНиП 23-02 [19]; $R_{se} = 1 / \alpha_{ext}$, α_{ext} — коэффициент теплоотдачи наружной поверхности ограждающей конструкции для условий холодного периода, $W / (m^2 \cdot ^\circ C)$, принимаемый по табл. 6.2.3; R_k — то же, что в формуле (6.2.15).

При наличии в ограждающей конструкции прослойки, вентилируемой наружным воздухом:

а) слои конструкции, расположенные между воздушной прослойкой и наружной поверхностью, не учитываются;

б) на поверхности конструкции, обращенной в сторону вентилируемой прослойки, следует принимать коэффициент теплоотдачи α_{ext} равным $10,8 W / (m^2 \cdot ^\circ C)$.

Термическое сопротивление замкнутых воздушных прослоек

Толщина воздушной прослойки, м	Термическое сопротивление замкнутой воздушной прослойки $R_{a.g.}$, $м^2 \cdot ^\circ C/Вт$			
	Горизонтальной при потоке тепла снизу вверх и вертикальной		Горизонтальной при потоке тепла сверху вниз	
	при температуре воздуха в прослойке			
	Положи- тельной	Отрица- тельной	Положи- тельной	Отрица- тельной
0,01	0,13	0,15	0,14	0,15
0,02	0,14	0,15	0,15	0,19
0,03	0,14	0,16	0,16	0,21
0,05	0,14	0,17	0,17	0,22
0,1	0,15	0,18	0,18	0,23
0,150	0,15	0,18	0,19	0,24
0,2–0,3	0,15	0,19	0,19	0,24

Примечание. При оклейке одной или обеих поверхностей воздушной прослойки алюминиевой фольгой термическое сопротивление следует увеличить в два раза.

Приведенное сопротивление теплопередаче R_o^r , $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}/\text{Вт}$, неоднородной ограждающей конструкции или ее участка (фрагмента) следует определять по формуле:

$$R_o^r = n (t_{int} - t_{ext}) A/Q,$$

где: A — площадь неоднородной ограждающей конструкции или ее фрагмента, м^2 , по размерам с внутренней стороны; Q — тепловой поток через ограждающую конструкцию или ее фрагмент, Вт , определяемый на основе расчета температурного поля на ЭВМ, либо экспериментально по ГОСТ 26254 или ГОСТ 26602.1 с внутренней стороны; n — коэффициент, принимаемый в зависимости от положения наружной поверхности ограждающих конструкций по отношению к наружному воздуху, согласно табл. 6 СНиП 23-02 [19]; t_{int} — расчетная температура внутреннего воздуха, $^\circ\text{С}$; t_{ext} — расчетная температура наружного воздуха, $^\circ\text{С}$.

Методика и примеры определения приведенного сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций на основе расчета температурных полей на персональном компьютере приведены в приложении М СП 23-101.

Определение приведенного сопротивления теплопередаче всей ограждающей конструкции или фрагментов (участков) ограждающей конструкции R_o^r следует осуществлять по формуле:

$$R_o^r = \frac{A}{\sum_{i=1}^m \left(\frac{A_i}{R_{o,i}} \right)},$$

где: A_i , $R_{o,i}$ — соответственно площадь i -го участка характерной части ограждающей конструкции, м^2 , и его приведенное сопротивление теплопередаче, $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}/\text{Вт}$; A — общая площадь конструкции, равная сумме площадей отдельных участков, м^2 ; m — число участков ограждающей конструкции с различным приведенным сопротивлением теплопередаче.

Приведенное сопротивление теплопередаче заполнения световых проемов (окон, балконных дверей и фонарей) R_F^r , $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}/\text{Вт}$, определяют на основании расчета температурного поля либо экспериментально по ГОСТ 26602.1. Допускается определять R_F^r приближенно по формуле (6.2.18), учитывая площади и сопротивления теплопередаче непрозрачной части и термически однородных зон остекления, установленных в соответствии с ГОСТ 26602.1.

Приведенное сопротивление теплопередаче конструкций стен и покрытий со световыми проемами R^r следует определять по формуле (6.2.18), учитывая площади и приведенные сопротивления теплопередаче световых проемов и непрозрачных участков стен и покрытий.

Приведенное сопротивление теплопередаче R_v^r , $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}/\text{Вт}$, полов на грунте, полов на лагах, а также стен подвальных этажей и технических подвалов, расположенных ниже уровня земли, следует определять по приложению СП 23-101 п. 9.3.

Температуру внутренней поверхности τ_{si} , $^\circ\text{С}$, однородной однослойной или многослойной ограждающей конструкции с однородными слоями следует определять по формуле:

$$\tau_{si} = \frac{t_{int} - n \cdot (t_{int} - t_{ext})}{R_o \cdot \alpha_{int}},$$

где: n , t_{int} , t_{ext} — то же, что в формуле (6.2.17); α_{int} , R_o — то же, что в формуле (6.2.16).

Температуру внутренней поверхности τ_{si} , $^\circ\text{С}$, неоднородной ограждающей конструкции по теплопроводному включению необходимо принимать на основании расчета на ЭВМ температурного поля, либо экспериментально по ГОСТ 26254 или ГОСТ 26602.1.

Коэффициенты теплоотдачи наружной поверхности α_{ext} для условий холодного периода

Наружная поверхность ограждающих конструкций		Коэффициент теплоотдачи α_{ext} , $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С})$
1.	Наружных стен, покрытий, перекрытий над проездами и над холодными (без ограждающих стенок) подпольями в северной строительно-климатической зоне	23
2.	Перекрытий над холодными подвалами, сообщающимися с наружным воздухом; перекрытий над холодными (с ограждающими стенками) подпольями и холодными этажами в северной строительно-климатической зоне	17
3.	Перекрытий чердачных и над неотапливаемыми подвалами со световыми проемами в стенах, а также наружных стен с воздушной прослойкой, вентилируемой наружным воздухом	12
4.	Перекрытий над неотапливаемыми подвалами без световых проемов в стенах, расположенных выше уровня земли, и над неотапливаемыми техническими подпольями, расположенными ниже уровня земли	6

Ограждающие конструкции теплых чердаков

Требуемое сопротивление теплопередаче перекрытия теплого чердака $R_{0}^{g,f}$, $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$, определяют по формуле:

$$R_{0}^{g,f} = n \cdot R_{0}^{req},$$

где: R_{0}^{req} — нормируемое сопротивление теплопередаче покрытия, определяемое по табл. 4 СНиП 23-02 в зависимости от градусо-суток отопительного периода климатического района строительства; n — коэффициент, определяемый по расчету теплового баланса по формуле:

$$n = \frac{t_{int} - t_{int}^g}{t_{int} - t_{ext}},$$

где: t_{int} , t_{ext} — то же, что в формуле (6.2.17); t_{int}^g — расчетная температура воздуха в чердаке, $^\circ\text{C}$ от 14 до 18 $^\circ\text{C}$ по СП 23-101 п. 9.2.

Проверяют условие $\Delta t \leq \Delta t^n$ для перекрытия по формуле:

$$\Delta t = \frac{t_{int} - t_{int}^g}{R_{0}^{g,f} \cdot \alpha_{int}},$$

где: t_{int} , t_{int}^g , $R_{0}^{g,f}$ — то же, что в (6.2.20) и (6.2.21); α_{int} — то же, что и в формуле (6.2.16); Δt^n — нормируемый температурный перепад, принимаемый согласно табл. 5 СНиП 23-02 [19] равным 3 $^\circ\text{C}$.

Если условие $\Delta t \leq \Delta t^n$ не выполняется, то следует увеличить сопротивление теплопередаче перекрытия $R_{0}^{g,f}$ до значения, обеспечивающего это условие.

Нормируемое сопротивление теплопередаче покрытия $R_{0}^{g,c}$, $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$, чердака определяют по формуле:

$$R_{0}^{g,c} = \frac{t_{int} - t_{ext}}{0,28 G_{ven} \cdot c(t_{ven} - t_{int}^g) + \frac{t_{int} - t_{int}^g}{R_{0}^{g,f}} + \sum_{i=1}^n \frac{q_{pi} \cdot l_{pi}}{A_{g,f}} \frac{(t_{int} - t_{ext}) a_{g,w}}{R_{0}^{g,w}}},$$

где: t_{ext} — то же, что в формуле (6.2.17); t_{int}^g , t_{int} — то же, что в формуле (6.2.21); G_{ven} — приведенный (отнесенный к 1 м^2 пола чердака) расход воздуха в системе вентиляции, $\text{кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$, определяемый по табл. 6.2.4; c —

Приведенный расход воздуха в системе вентиляции

Этажность здания	Приведенный расход воздуха, $\text{кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$, при наличии в квартирах	
	Газовых плит	Электроплит
5	12	9,6
9	19,2	15,6
12	25,2	20,4
16	32,4	26,4
22	—	35,2
25	—	39,5

удельная теплоемкость воздуха, равная 1 $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$; t_{ven} — температура воздуха, выходящего из вентиляционных каналов, $^\circ\text{C}$, принимаемая равной $t_{int} = 1,5$;

$R_{0}^{g,f}$ — нормируемое сопротивление теплопередаче чердачного перекрытия теплого чердака, $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$, устанавливаемое по формуле (6.2.20); q_{pi} — нормируемая плотность теплового потока через поверхность теплоизоляции, приходящаяся на 1 пог. м трубопровода i -го диаметра с учетом теплопотерь через изолированные опоры, фланцевые соединения и арматуру, $\text{Вт}/\text{м}$; принимается по СНиП 41-03; для чердаков и подвалов значения q_{pi} приведены в табл. 6.2.5; l_{pi} — длина трубопровода i -го диаметра, м, принимается по проекту; t_{ext} — то же, что в формуле (6.2.17); t_{int}^g — то же, что в по формуле (6.2.21); $a_{g,w}$ — приведенная (отнесенная к 1 м^2 пола чердака) площадь наружных стен теплого чердака, $\text{м}^2/\text{м}^2$, определяемая по формуле:

$$a_{g,w} = A_{g,w} / A_{g,f},$$

где: $A_{g,w}$ — площадь наружных стен чердака, м^2 ; $A_{g,f}$ — площадь перекрытия теплого чердака, м^2 ; $R_{0}^{g,w}$ — нормируемое сопротивление теплопередаче наружных стен теплого чердака, $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$.

Нормируемое сопротивление теплопередаче наружных стен теплого чердака $R_{0}^{g,w}$, $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$, определяют согласно СНиП 23-02 в зависимости от градусо-суток отопительного периода климатического района строительства при расчетной температуре воздуха в чердаке t_{int}^g .

Проверяют наружные ограждающие конструкции на невыпадение конденсата на их внутренних поверхностях. Температуру внутренней поверхности

Нормируемая плотность теплового потока через поверхность теплоизоляции трубопроводов на чердаках и подвалах

Условный диаметр трубопровода, мм	Средняя температура теплоносителя, °С				
	60	70	95	105	125
	Линейная плотность теплового потока $q_{пр}$, Вт/м				
10	7,7	9,4	13,6	15,1	18
15	9,1	11	15,8	17,8	21,6
20	10,6	12,7	18,1	20,4	25,2
25	12	14,4	20,4	22,8	27,6
32	13,3	15,8	22,2	24,7	30
40	14,6	17,3	23,9	26,6	32,4
50	14,9	17,7	25	28	34,2
70	17	20,3	28,3	31,7	38,4
80	19,2	22,8	31,8	35,4	42,6
100	20,9	25	35,2	39,2	47,4
125	24,7	29	39,8	44,2	52,8
150	27,6	32,4	44,4	49,1	58,2

стен $\tau_{si}^{g.w}$, перекрытий $\tau_{si}^{g.f}$ и покрытий $\tau_{si}^{g.c}$ чердака следует определять по формуле:

$$\tau_{si} = t_{int}^g - \frac{[(t_{int}^g - t_{ext})]}{(R_o \cdot \alpha_{int}^g)},$$

где: t_{int}^g, t_{ext} — то же, что в формуле (6.2.21); α_{int}^g — коэффициент теплоотдачи внутренней поверхности наружного ограждения теплого чердака, Вт/(м² · °С), принимаемый: для стен — 8,7; для покрытий 7–9-этажных домов — 9,9; 10–12-этажных — 10,5; 13–16-этажных — 12 Вт/(м² · °С); R_o — требуемое сопротивление теплопередаче наружных стен $R_o^{g.w}$, перекрытий $R_o^{g.f}$ и покрытий $R_o^{g.c}$ теплого чердака, м² · °С/Вт.

Температура точки росы t_d определяется по влагосодержанию воздуха чердака f_g по формуле:

$$f_g = f_{ext} + \Delta f,$$

где: f_{ext} — влагосодержание наружного воздуха, г/м³, при расчетной температуре t_{ext} определяется по формуле:

$$f_{ext} = \frac{0,794 \cdot e_{ext}}{(1 + \frac{t_{ext}}{273})},$$

где: e_{ext} — среднее за январь парциальное давление водяного пара, гПа, определяемое по СНиП 23-01; Δf — приращение влагосодержания за счет поступления влаги с воздухом из вентиляционных каналов, г/м³, принимается: для домов с газовыми плитами — 4,0 г/м³; для домов с электроплитами — 3,6 г/м³.

Рассчитывается парциальное давление водяного пара воздуха в теплом чердаке e_g , гПа, по формуле:

$$e_g = \frac{f_g \cdot (1 + \frac{t_{int}^g}{273})}{0,794}.$$

По таблицам максимального парциального давления насыщенного водяного пара определяется температура точки росы t_d по значению $E = e_g$. Полученное значение t_d сопоставляется с соответствующим значением τ_{si} (стен $\tau_{si}^{g.w}$, перекрытий $\tau_{si}^{g.f}$ и покрытий $\tau_{si}^{g.c}$) на удовлетворение условия $t_d < t_{si}$.

Ограждающие конструкции техподполий

Под техподпольями понимают подвалы при наличии в них нижней разводки труб систем отопления, горячего водоснабжения, а также труб системы водоснабжения и канализации.

Расчет ограждающих конструкций таких подвалов следует выполнять в приведенной ниже последовательности.

Нормируемое сопротивление теплопередаче $R_o^{b.w}$, м² · °С/Вт, части цокольной стены, расположенной выше уровня грунта, определяют согласно СНиП 23-02 для стен в зависимости от градусо-суток отопительного периода климатического района строительства. При этом в качестве расчетной температуры внутреннего воздуха принимают расчетную температуру воздуха в техподполье t_{int}^b , °С, равную не менее плюс 2 °С при расчетных условиях.

Определяют приведенное сопротивление теплопередаче R_o^s , м² · °С/Вт, ограждающих конструкций заглубленной части техподполья, расположенной ниже уровня земли.

Для неутепленных полов на грунте в случае, когда материалы пола и стены имеют расчетные коэффици-

Приведенное сопротивление теплопередаче заглубленных в грунт ограждений подвала

Приведенное сопротивление теплопередаче R_o^s для ограждений подвала, заглубленных в грунт, $m^2 \cdot ^\circ C/Вт$

l	4	8	10	12	14	16
R_o^s	2,15	2,86	3,31	3,69	4,13	4,52

енты теплопроводности $\lambda \geq 1,2 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ \text{C})$, приведенное сопротивление теплопередаче R_o^s определяют по табл. 6.2.6 в зависимости от суммарной длины l , м, включающей ширину подвала и две высоты части наружных стен, заглубленных в грунт.

Для утепленных полов на грунте в случае, когда материалы пола и стены имеют расчетные коэффициенты теплопроводности $\lambda < 1,2 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ \text{C})$, приведенное сопротивление теплопередаче R_o^s определяют по нормативной документации.

Нормируемое сопротивление теплопередаче цокольного перекрытия над техподпольем $R_o^{b.c}$, $m^2 \cdot ^\circ C/Вт$, определяют по формуле:

$$R_o^{b.c} = n \cdot R_o^{req},$$

где: R_o^{req} — нормируемое сопротивление теплопередаче перекрытий над техподпольем, определяемое согласно СНиП 23-02 в зависимости от градусо-суток отопительного периода климатического района строительства; n — коэффициент, определяемый по формуле:

$$n = \frac{t_{int} \cdot t_{int}^b}{t_{int} \cdot t_{ext}^b},$$

где: t_{int} , t_{ext} — то же, что в формуле (6.2.21); t_{int}^b — температура воздуха в техподполье, $^\circ \text{C}$.

Температуру воздуха в техподполье t_{int}^b , $^\circ \text{C}$, определяют по формуле:

$$t_{int}^b = \frac{\frac{t_{int} \cdot A_b}{R_o^{b.c}} + \sum_{i=1}^n (q_{pi} \cdot l_{pi}) + 0,28 V_b \cdot I \cdot c \cdot \gamma \cdot t_{ext} + \frac{t_{ext} \cdot A_s}{R_o^s} + \frac{t_{ext} \cdot A_{b.n}}{R_o^{b.n}}}{\frac{A_b}{R_o^{b.c}} + 0,28 V_b \cdot I \cdot c \cdot \gamma + \frac{A_s}{R_o^s} + \frac{A_{b.n}}{R_o^{b.n}}},$$

где: t_{int} — расчетная температура воздуха в помещении над техподпольем, $^\circ \text{C}$; t_{ext} , q_{pi} , l_{pi} , c — то же, что в формуле (6.2.23); A_b — площадь техподполья (цокольного

перекрытия), m^2 ; $R_o^{b.c}$ — нормируемое сопротивление теплопередаче цокольного перекрытия, $m^2 \cdot ^\circ C/Вт$, устанавливаемое согласно формуле (6.2.29); V_b — объем воздуха, заполняющего пространство техподполья, m^3 ; I — кратность воздухообмена в техподполье, $1/ч$: при прокладке в техподполье газовых труб $I = 1,0-1/ч$, в остальных случаях $I = 0,5-1/ч$; γ — плотность воздуха в техподполье, $кг/м^3$, принимаемая равной $\gamma = 1,2 \text{ кг}/м^3$; A_s — площадь пола и стен техподполья, контактирующих с грунтом, m^2 ; $A_{b.n}$ — площадь наружных стен техподполья над уровнем земли, m^2 ; R_o^s — приведенное сопротивление теплопередаче ограждающих конструкций заглубленной части техподполья.

Если t_{int}^b отличается от первоначально заданной температуры, расчет повторяют до получения равенства величин в предыдущем и последующем шагах.

Проверяют по формуле (3) СНиП 23-02 [19] полученное расчетом нормируемое сопротивление теплопередаче цокольного перекрытия на удовлетворение требования по нормативному температурному перепаду для пола первого этажа, равному $\Delta t^n = 2 \text{ } ^\circ \text{C}$.

Светопрозрачные ограждающие конструкции

Светопрозрачные ограждающие конструкции следует подбирать по следующей методике.

Нормируемое сопротивление теплопередаче R_o^{req} светопрозрачных конструкций следует определять согласно табл. 4 СНиП 23-02 [19]. При этом сначала определяют для соответствующего климатического района количество градусо-суток отопительного периода D_d . В зависимости от величины D_d и типа проектируемого здания по колонкам 6 и 7 вышеупомянутой таблицы определяется значение R_o^{req} . Для промежуточных значений D_d величина R_o^{req} определяется интерполяцией.

Выбор светопрозрачной конструкции осуществляется по значению приведенного сопротивления теплопередаче R_o^r , полученному в результате сертификационных испытаний. Если приведенное сопротивление теплопередаче выбранной светопрозрачной конструкции R_o^r больше или равно R_o^{req} , то эта конструкция удовлетворяет требованиям норм.

При отсутствии сертифицированных данных допускается использовать при проектировании значения R_o^r , приведенные в СП 23-101. Значения R_o^r в этом приложении даны для случаев, когда отношение площади остекления к площади заполнения светового

проема β равно 0,75. При использовании светопрозрачных конструкций с другими значениями β следует корректировать значение R_o^r следующим образом: для конструкций с деревянными или пластмассовыми переплетами при каждом увеличении β на величину 0,1 следует уменьшать значение R_o^r на 5 % и, наоборот, при каждом уменьшении β на величину 0,1 следует увеличить значение R_o^r на 5 %.

В отдельных случаях при обосновании допускается применять конструкции окон, балконных дверей и фонарей с R_o^r ниже на 5 % требуемых значений, установленных по табл. 4 СНиП 23-02.

Суммарная площадь окон жилых зданий должна быть не более 18 % от суммарной площади светопрозрачных и непрозрачных ограждающих конструкций стен, если приведенное сопротивление теплопередаче светопрозрачных конструкций R_o^r меньше: 0,51 м²·°С/Вт при градусо-сутках 3500 и ниже; 0,56 м²·°С/Вт при градусо-сутках выше 3500 до 5200; 0,65 м²·°С/Вт при градусо-сутках выше 5200 до 7000 и 0,81 м²·°С/Вт при градусо-сутках выше 7000. При определении этого соотношения в суммарную площадь непрозрачных конструкций следует включать все продольные и торцевые стены, а также площади непрозрачных частей оконных створок и балконных дверей.

При светопрозрачных ограждениях с R_o^r не менее 0,56 м²·°С/Вт площадь остекления должна составлять не более 25 % общей площади фасадов зданий.

Площадь светопрозрачных конструкций в общественных зданиях следует определять по минимальным требованиям СНиП 23-02.

При проверке требования по обеспечению минимальной температуры на внутренней поверхности светопрозрачных ограждений температуру τ_{int} этих ограждений следует определять по формуле (6.2.19) как для остекления, так и для непрозрачных элементов. Если в результате расчета окажется, что для остекления $\tau_{int} < 3$ °С, а для непрозрачных элементов $\tau_{int} < t_{dt}$, то следует выбрать другое конструктивное решение заполнения светопроема с целью обеспечения этого требования.

6.2.3. Ограждающие конструкции остекленных лоджий и балконов

При остеклении лоджий и балконов образуется замкнутое пространство, температура которого формируется в результате воздействия ее ограждающих конструкций, среды помещения здания и наружных условий. Температура внутри этого пространства оп-

ределяется на основе решения уравнения теплового баланса остекленной лоджии или балкона (далее — лоджии):

$$(t_{int} - t_{bal}) \sum_{i=1}^n \left(\frac{A_i^+}{R_{oi}^+} \right) = (t_{bal} - t_{ext}) \sum_{j=1}^m \left(\frac{A_j^-}{R_{oj}^-} \right),$$

где: t_{int} , t_{ext} — те же, что и в формуле (6.2.15); t_{bal} — температура воздуха пространства остекленной лоджии, °С; A_i^+ , R_{oi}^+ — соответственно, площадь, м², и приведенное сопротивление теплопередаче, м²·°С/Вт, i -го участка ограждения между помещением здания и лоджией; n — число участков ограждений между помещением здания и лоджией; A_j^- , R_{oj}^- — соответственно, площадь, м², и приведенное сопротивление теплопередаче, м²·°С/Вт, j -го участка ограждения между лоджией и наружным воздухом; m — число участков ограждений между лоджией и наружным воздухом.

Температуру воздуха внутри остекленной лоджии t_{bal} следует определять из уравнения теплового баланса (6.2.32) по формуле:

$$t_{bal} = \frac{t_{int} \sum_{i=1}^n \left(\frac{A_i^+}{R_{oi}^+} \right) + t_{ext} \sum_{j=1}^m \left(\frac{A_j^-}{R_{oj}^-} \right)}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{A_i^+}{R_{oi}^+} \right) + \sum_{j=1}^m \left(\frac{A_j^-}{R_{oj}^-} \right)}.$$

Приведенное сопротивление теплопередаче системы ограждающих конструкций остекленной лоджии, разделяющих внутреннюю и наружную среды: стен R_{ow}^{bal} и окон R_{of}^{bal} следует определять по формулам:

$$R_{ow}^{bal} = R_{ow}^r / n; \quad R_{of}^{bal} = R_{of}^r / n,$$

где: R_{ow}^r — приведенное сопротивление теплопередаче наружной стены в пределах остекленной лоджии, м²·°С/Вт; R_{of}^{bal} — приведенное сопротивление теплопередаче заполнения оконных проемов и проемов лоджии, расположенных в наружной стене в пределах остекленной лоджии, м²·°С/Вт; n — коэффициент, зависящий от положения наружной поверхности ограждающих конструкций здания по отношению к наружному воздуху, для наружных стен и окон остекленной лоджии следует принимать по формуле:

$$n = \frac{t_{int} - t_{bal}}{t_{int} - t_{ext}}.$$

Полезные советы

1. Расчетные температуры внутреннего воздуха жилых и общественных зданий принимаются по оптимальным значениям температур, приведенным в ГОСТ 30494-96 (табл. 1 и 2) и СанПиН 2.1.2.1002-00 (приложение 6.1).
2. Если хотя бы один пункт данного раздела использован при проектировании (или в СНиП дана ссылка на него), то его рекомендуется применять целиком. Например, в нем приведена таблица расчетных значений теплопроводности материалов, методика расчета удельного энергопотребления, форма заполнения энергетического паспорта, методы расчета теплозащитных характеристик ограждений чердаков, подвалов, остекленных лоджий и балконов по удовлетворению требованиям норм и, следовательно, использование его данных при проектировании становится неизбежным.
3. При устройстве теплоизоляции на внутренней поверхности наружных стен на поверхности теплоизоляционного слоя со стороны помещения необходим сплошной пароизоляционный слой.
4. Материалы, расчетные значения теплопроводности которых отсутствуют в приложении А данного раздела, можно использовать в проектах при наличии протоколов сертификационных испытаний по установлению расчетных значений теплопроводности для условий эксплуатации А или Б, проведенных аккредитованными испытательными лабораториями.
5. Возможно уменьшение числа слоев остекления на один в окнах, расположенных в остекленных лоджиях или балконах.
6. При определении R'_0 учитываются все ограждения чердака, техподполья или подвала. Расчет ведется на основе решения уравнения теплового баланса рассматриваемого пространства с учетом внутренних тепловыделений (если таковые имеются).
7. Температура на внутренней поверхности ограждения определяется на основе компьютерного расчета стационарных температурных полей, разработанного для теплотехнически неоднородных ограждающих конструкций.
8. Полы по грунту должны удовлетворять требованиям табл. 4 СНиП 23-02 в колонке для чердачных перекрытий, над холодными подпольями и подвалами.
9. Величина нормативной воздухопроницаемости G^H для входных дверей в здание равна $7 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$.
10. Расчетная температура внутреннего воздуха в неотапливаемой лестничной клетке и в незадымляемой противопожарной лестничной клетке должна быть $t_{int} = 5^\circ \text{C}$.
11. Расчет ограждений между помещениями квартир и лестничной клетки должен удовлетворять требованию невыпадения конденсата на поверхности стен со стороны помещений квартир.
12. Геометрический показатель компактности здания K_c представляет отношение общей площади внутренних поверхностей наружных ограждающих конструкций к замкнутому в них объему.
13. Рекомендуются следующие значения показателя компактности:
0,25 — для 16-этажных зданий и выше;
0,29 — для зданий от 10 до 15 этажей включительно;
0,32 — для зданий от 6 до 9 этажей включительно;
0,36 — для 5-этажных зданий;
0,43 — для 4-этажных зданий;
0,54 — для 3-этажных зданий;
0,61; 0,54; 0,46 — для двух-, трех- и четырехэтажных зданий блокированных и секционных домов соответственно;
0,9 — для двух- и одноэтажных домов с мансардой;
1,1 — для одноэтажных домов.
14. При выборе архитектурных и объемно-планировочных решений следует стремиться, чтобы расчетный показатель компактности здания, как правило, был равен или был меньше рекомендуемого значения.
15. Рекомендуется проектировать здания с уширенным корпусом по сравнению со стандартной шириной 12 м.

3. КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ В ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЯХ ЗДАНИЙ

3.1. УТЕПЛЕНИЕ ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Приведение ограждающих конструкций зданий в соответствие с требованиями новых СНиП 23-02 «Тепловая защита зданий» [19] является основным мероприятием на пути повышения энергоэффективного режима эксплуатации зданий и сооружений.

В настоящее время большинство зданий по своим теплотехническим характеристикам наружных стен, окон, дверей, кровельных покрытий, перекрытий над подвалами не соответствуют современным требованиям строительной теплотехники. Вследствие этого энергопотребление зданий превышает аналогичные показатели северных стран Европы в 2,5–3 раза и приводит к непроизводительным выбросам тепла в атмосферу. Уровень потерь тепла через наружные стены составляет до 20–30 %, окна и двери — 40–50 %, кровлю и подвалы — 20–30 %. Причин этому множество, начиная от нерациональных архитектурных, объемно-планировочных решений, включая недостаточную теплозащиту стен (здания построены по старым нормам строительной теплотехники), избыточные площади остекления, негерметичность заделки стыков и проемов, некачественные утеплители, а также их недостаточную толщину в кровельных покрытиях и цокольных перекрытиях.

В соответствии с требованиями СНиП 23-02 «Тепловая защита зданий» проектирование, строительство, реконструкция и капитальный ремонт зданий должны вестись в соответствии с повышенными требованиями к теплозащите ограждающих конструкций зданий.

Утепление ограждающих конструкций зданий связано с разработкой комплекса мероприятий, направленных на выбор наиболее эффективных технических решений с повышенным уровнем теплозащиты ограждающих конструкций, учитывающих архитектурно-планировочные решения и использование эффективных теплоизоляционных материалов строящихся и реконструируемых зданий и сооружений.

При этом должны решаться следующие вопросы:

- отбор наиболее эффективных строительных материалов и видов утеплителей с повышенным уровнем теплозащиты;

- разработка технического решения утепления наружных стен с повышенным уровнем теплозащиты для всех климатических зон России и различных конструкций существующих стен в реконструируемых зданиях;

- разработка конструктивного решения по участкам стен при сокращении площадей световых проемов;

- технические решения сопряжений новых окон с повышенным сопротивлением теплопередаче и наружных стен при реконструкции зданий;

- технические решения по утеплению кровельных покрытий или чердачных перекрытий крыш со скатной кровлей и чердаком, а также плоских бесчердачных (совмещенных) кровельных покрытий;

- технические решения по утеплению перекрытия цокольного этажа;

- санация стыков в ограждающих конструкциях и щелей в оконных проемах;

- устройство входных тамбуров;

- устройство гидроизоляции подвалов.

В процессе проведения комплекса мероприятий по утеплению ограждающих конструкций возникает возможность придать существующему зданию новый современный облик без привлечения дополнительных средств, требуемых на его утепление. В связи с этим архитектурно-эстетические аспекты при решении данного направления будут учитывать наряду с утеплением и создание архитектурно-выразительных фасадов с помощью применения для утепления и декоративной отделки стен здания систем навесных вентилируемых фасадов и многослойных штукатурных систем различных оригинальных цветовых решений.

Все технические и технологические решения должны быть ориентированы на использование современных высокоэффективных технологий и материалов и на реализацию первоочередных малозатратных энергосберегающих мероприятий с небольшими сроками окупаемости.

В зависимости от технических факторов и концепции реконструкции здания энергосберегающие мероприятия можно подразделить на малозатратные, среднзатратные и высокзатратные.

Малозатратные мероприятия, как правило, являются и быстроокупаемыми, и наиболее эффективными. Однако только с их помощью нельзя достигнуть существенного сокращения энергетических затрат. Наибольший эффект достигается внедрением комплекса мероприятий, имеющих различные сроки окупаемости.

Проведение мероприятий по утеплению строительных конструкций предполагает не только экономию энергозатрат, но и экономию расходов в будущем периоде на проведение очередного капитального ремонта ограждающих конструкций, на восстановление и поддержание должного качества и надежности строительных конструкций, а также учитывает разовую экономию на проведение ежегодного текущего ремонта. В связи с этим при расчете сроков окупаемости необходимо учитывать не только экономию энергоресурсов, но и экономию по перечисленным издержкам в сфере эксплуатации здания.

Окончательное решение о применении тех или иных мероприятий следует осуществлять на основе технико-экономического обоснования и расчета энергетических показателей с учетом фактического состояния ограждающих конструкций и особенностей функционирования инженерных систем здания.

3.2. ТЕПЛОЗАЩИТА СТЕН И ПОДВАЛОВ

Новыми теплотехническими нормами предусмотрено резкое возрастание требуемого приведенного сопротивления теплопередачи ограждающих конструкций, что привело к радикальному изменению подхода к выбору строительных материалов и конструкций наружных ограждений.

Проектные расчеты показывают, что не удовлетворяют теплотехническим критериям наружные стены однородной конструкции, в том числе легкобетонные, кирпичные, деревянные и ячеистобетонные. Независимо от основного материала стен и подвалов (фундаментов) их конструкция должна быть многослойной, с использованием эффективного утеплителя для теплозащиты.

Проблему утепления стен существующих и строящихся зданий технически можно решать путем утепления с наружной или внутренней стороны. Устройство дополнительной теплоизоляции снаружи здания защищает стену от переменного замерзания и оттаивания и от других атмосферных воздействий; выравнивает температурные колебания основного массива стены, благодаря чему исключается появление в нем трещин вследствие неравномерных температурных деформаций, что особенно актуально для наружных стен из крупных панелей; сохраняет существующую полезную площадь помещений; формирует благоприятный микроклимат помещений и увеличивает долговечность несущих стен.

Теплоизоляция отапливаемых подвалов позволяет значительно сократить неоправданные потери тепла (до 20 % от общих потерь тепла), а утепление неотап-

ливаемых подвалов дает возможность круглый год поддерживать постоянную температуру 5–10 °С и исключить образование конденсата на внутренних поверхностях заглубленного подвального помещения [14].

В настоящее время существуют различные способы утепления стен и подвалов, основанные на применении различных теплоизоляционных материалов. Выбор способа утепления и разработка технического решения должны основываться на результатах обследования ограждающих конструкций, геологических и климатических условий района застройки.

3.3. УТЕПЛЕНИЕ СТЕН ПОДВАЛОВ И ФУНДАМЕНТОВ

Стенам фундамента зданий отводится значительная роль в энергосбережении и обеспечении требований по прочности, устойчивости и долговечности.

Выполнение мероприятий по устройству теплоизоляции, гидроизоляции, дренажа и механической защиты стен и перекрытий подвальных помещений позволит снизить не только затраты на отопление здания, но и создать комфортный микроклимат и увеличить сроки безаварийной эксплуатации здания.

Теплоизоляция отапливаемых подвалов защищает стены подвала от промерзания, образования конденсата и грибка, разрушающих конструктивные материалы стен. Утепление стен и цокольных перекрытий неотапливаемых подвалов позволит в зимний период поддерживать температуру подвального помещения 5–10 °С без дополнительного отопления.

Для утепления стен подвала и фундаментной плиты возможно применение наружной и внутренней теплоизоляции, но при прочих равных условиях наружная теплоизоляция наиболее предпочтительна.

Учитывая особые неблагоприятные влажностные и прочностные условия, в которых находится подземная и цокольная части здания, необходимо использовать для утепления теплоизоляционные материалы, отвечающие особо жестким требованиям по влагонепроницаемости, теплоизоляции, прочности, устойчивости к циклам замораживания-оттаивания и стойкости к старению. Благодаря замкнутой структуре ячеек плиты из экструдированного пенополистирола наиболее полно удовлетворяют этим требованиям. Плиты экструдированного пенополистирола можно применять в условиях длительного контакта с водой под давлением и под фундаментными плитами.

Система наружной теплоизоляции стен подвалов с использованием экструдированного пенополистирола обладает рядом достоинств:

- защита наружной гидроизоляции стен и фундаментов от механических повреждений;
- незначительное водопоглощение и высокие теплоизоляционные свойства;
- устойчивость к воздействию кислотных соединений в грунте;

высокая прочность при сжатии, в том числе при длительной нагрузке;

неподверженность процессам старения.

Плиты из экструдированного пенополистирола крепятся к наружной поверхности стен поверх гидроизоляционного слоя. Для приклеивания плит применяются битумную мастику МБК-Г-75 и другие клеящие составы, не содержащие растворителей.

После монтажа плит производится обратная засыпка грунта, благодаря чему плиты плотно прижимаются к стенам подвала.

Вследствие того, что уровень потерь тепла через наружные углы значительно превышает потери через плоские поверхности, необходимо в зоне углов увеличить толщину слоя утеплителя примерно на 40 % относительно толщины слоя утеплителя вдоль стены [14].

Теплоизоляция фундамента осуществляется следующим образом: плиты экструдированного пенополистирола укладываются непосредственно на выравнивающее основание, сверху плит настилается слой пароизоляционного материала и производится заливка монолитной фундаментной плиты.

При водонасыщенных грунтах рекомендуется устроить дренаж для отвода воды от подвала.

Цокольную часть рекомендуется утеплить с наружной стороны стены экструдированным пенополистиролом с последующим оштукатуриванием по сетке из стекловолокна или металла.

Для утепления цокольных перекрытий над неотапливаемыми подвалами можно использовать различные стекловолокнистые и минераловатные теплоизоляционные материалы. Для предотвращения увлажнения утеплителя над холодными подвалами его необходимо изолировать со стороны отапливаемого помещения слоем пароизоляционного материала.

Утеплить существующее цокольное перекрытие можно со стороны подвала. Для этого необходимо к существующей поверхности потолка с помощью деревянных реек прикрепить слой пароизоляционного материала, а затем смонтировать деревянные бруски с шагом, соответствующим размеру утеплителя.

Плиты утеплителя укладывают между брусками враспор и закрепляют деревянными рейками с последующей облицовкой декоративными панелями или оштукатуриванием по сетке.

Толщина теплоизоляционного материала, используемого для утепления стен подвалов и фундаментов, определяется на основании теплотехнических расчетов.

3.4. КОНСТРУКТИВНЫЕ СИСТЕМЫ СТЕН

Конструктивные системы представляют собой взаимосвязанную совокупность вертикальных и горизонтальных несущих конструкций здания, которые обеспечивают его устойчивость, жесткость и прочность.

Каркасные и бескаркасные системы являются наиболее применяемыми конструктивными системами.

Для бескаркасной системы используются штучные стеновые материалы, такие как кирпич, бетонные блоки, деревянные бревна и брус, а также железобетонные несущие стеновые панели.

В условиях, когда необходимо сокращать материалоемкость стеновых конструкций при одновременном обеспечении необходимой теплозащиты, применяется каркасная система. Она обладает высокой несущей способностью, что позволяет возводить здания высокой этажности с применением в качестве ограждающих конструкций легких материалов, обеспечивающих необходимую теплозащиту, звуко- и шумоизоляцию. В качестве материалов ограждающих конструкций каркасных систем могут использоваться штучные энергоэффективные материалы и «сэндвич»-панели, в т. ч. трехслойные железобетонные. Наружные стены в каркасных зданиях не являются несущими и крепятся посредством закладных деталей к несущим элементам каркаса и опираются на кромку перекрытия.

В качестве материала для возведения каркаса применяются металл, монолитный и сборный железобетон. Каркасная система в сочетании с эффективными ограждающими конструкциями является наиболее актуальной для строительства энергоэффективных зданий, отвечающих современным требованиям по теплозащите.

3.5. МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ СТЕН

Новые нормативные требования к повышенному сопротивлению теплопередачи ограждающих конструкций зданий нашли свое отражение в современных материалах для стен. Новые технологии позволили улучшить теплоизолирующие свойства старых материалов, таких как деревянные брусья, керамические кирпичи и железобетонные панели, при этом сохранив положительные качества этих материалов. Появились новые материалы, такие как панели типа «сэндвич», блоки из полистиролбетона, энергоэффективные керамические поризованные кирпичи, блоки из ячеистых бетонов и т. д.

Выбор конструкционных материалов необходимо осуществлять, учитывая их особенности, имеющие свои плюсы и минусы.

Штучные материалы широко используются для возведения ограждающих конструкций в каркасных зданиях и коттеджах. Конструкция стены с однослойной кирпичной стеной не соответствует новым требованиям по сопротивлению теплопередаче, в результате чего были разработаны новые конструкции многослойных стен, в которых могут использоваться традиционные штучные материалы.

Штучные материалы можно условно разделить на несколько групп: кирпичи и блоки керамические; кирпичи и блоки силикатные; бетонные блоки.

Марка по прочности является очень важным показателем для штучных материалов. Для силикатных и керамических кирпичей марка прочности обозначается буквой «М» с числовым значением. Марку изделия необходимо выбирать исходя из расчетных нагрузок. Для бетонных блоков марка по прочности обозначается буквой «В», а марка средней плотности — буквой «Д» [14].

В зависимости от климатического района строительства следует обращать внимание на марку по морозостойкости, которая обозначается буквой «F» с числовым значением.

Применение эффективных керамических поризованных кирпичей дает возможность существенно сократить материалоемкость ограждающих конструкций, уменьшить толщину стен и уменьшить нагрузку на фундаменты. Поризованный кирпич получают путем добавления в сырьевую массу древесных опилок, которые, выгорая при обжиге, создают микропоры, в результате кирпич становится более «теплым». Его прочностные характеристики такие же, как у пустотного кирпича, а плотность намного меньше — 850 кг/м^3 .

Керамические поризованные пустотелые кирпичи можно применять для кладки несущих и самонесущих наружных и внутренних стен жилых домов высотой до 9 этажей; для несущих и самонесущих стен общественных зданий высотой до 24 м. Одним из производителей этих изделий является фирма «Победа Knauf».

Силикатный кирпич обладает высокой механической прочностью, но имеет очень низкое сопротивление теплопередаче. Он применяется для кладки наружных и внутренних стен зданий и сооружений, но не является энергоэффективным материалом.

Стеновые бетонные блоки изготавливают из тяжелых и легких (ячеистых) бетонов, полистиролбетона и керамзитобетона и т. д.

Блоки из тяжелых бетонов характеризуются высокой несущей способностью и низкими тепло- и шумоизоляционными свойствами.

Среди блоков из легких бетонов наибольшее применение получили пенобетонные и газобетонные блоки. Изделия из пенобетона отличают хорошие звуко- и теплоизоляционные свойства и небольшой вес, они изготавливаются из цемента, песка, воды и пенообразователя на основе органических соединений.

Пенобетон имеет различную плотность: от 400 до 1800 кг/м^3 в зависимости от соотношения компонентов пенобетонной смеси. С увеличением плотности растет прочность пенобетона, но уменьшается его сопротивление теплопередаче. Пенобетонные блоки можно применять в качестве ограждающих конструкций в каркасных зданиях, а также в качестве термоизоляции в ограждающих конструкциях из железобетона.

Особенностью газобетона является его высокая паропроницаемость и значительное водопоглощение, он способен поглощать влагу из воздуха при повышенной влажности внутри помещения, а при пони-

женной влажности, наоборот, отдавать ее. При этом газобетон обеспечивает нормальный влажностный режим во внутренних помещениях зданий. Газобетон получают на основе цемента или извести, кварцевого песка, воды и газообразующих веществ. Газобетонные блоки применяются при устройстве комбинированных стен, при строительстве малоэтажных домов, а также в качестве утеплителя. Для стен из газобетонных блоков необходимо обеспечить свободный проход пара изнутри помещения наружу с помощью устройства вентилируемого фасада или систем наружного утепления с применением финишного слоя, обладающего высокой паропроницаемостью.

Блоки из полистиролбетона являются достаточно новым материалом, получаемым из цементного связующего и полистирольного наполнения (гранулы). Стеновые блоки из полистиролбетона обладают несущей способностью и теплофизическими свойствами, достаточными для строительства малоэтажных домов и устройства ограждающих конструкций в монолитных многоэтажных сооружениях.

Для обеспечения теплотехнических требований сегодня применяются трехслойные панели с энергоэффективным утеплителем. Железобетонные трехслойные панели представляют собой слоистую панель, состоящую из наружного и внутреннего железобетонного слоя и расположенного между ними теплоизоляционного материала.

В качестве теплоизоляционного слоя трехслойных панелей чаще всего используются плиты из пенополистиролбетона и жесткой минеральной плиты, толщина которых устанавливается в соответствии с теплотехническим расчетом.

Конструкции трехслойных железобетонных панелей обладают рядом достоинств:

- высокая скорость строительства здания и экономичность;
- независимость монтажа от погодных условий;
- более высокая несущая способность панели вследствие перераспределения нагрузок жесткой теплоизоляцией между бетонными слоями.

Говоря о современных трехслойных железобетонных панелях, необходимо сказать о применении вентилируемых фасадных железобетонных панелей. Они представляют собой полносборную трехслойную конструкцию, но в отличие от традиционных они имеют воздушную прослойку между теплоизоляционным и наружным железобетонным слоем. Смонтированные ограждающие конструкции из этих панелей представляют собой высокоэффективную вентилируемую систему фасада здания.

Среди трехслойных панелей получили широкое применение панели типа «сэндвич», облицованные с двух сторон листовым металлом. «Сэндвич»-панели по своему назначению могут быть стеновыми и кровельными, они представляют единую систему быстровозводимых зданий. «Сэндвич»-панели являются

самонесущими и используются в качестве облицовочных изделий, монтируемых на каркасе здания. Они обладают качественным покрытием, небольшим весом, высокой прочностью, влагостойкостью, огнестойкостью и высокими шумо- и теплоизоляционными свойствами. «Сэндвич»-панели могут быть заводского изготовления или собираться поэлементно на объекте строительства. Ограждающая конструкция такого типа представляет собой металлическую кассету, закрепляемую на несущем каркасе здания, в которую вставляется плитный утеплитель, который потом облицовывается металлическим сайдингом или профнастилом.

Расчет толщины панелей производится в зависимости от расчетных нагрузок и требуемого сопротивления теплопередаче. На внешней и внутренней поверхностях «сэндвич»-панелей могут применяться алюминий или сталь. Металлические листы могут быть гладкими и профилированными. Для обеспечения прочного соединения облицовки и утеплителя применяется высококачественный клей на полиуретановой основе.

В «сэндвич»-панелях с повышенной противопожарной защитой между утеплителем и металлическими облицовочными листами находится слой из гипсокартонной плиты, а также может использоваться особая огнеупорная каменная вата.

В качестве утеплителя в «сэндвич»-панелях могут использоваться минеральная вата, пенополиуретан, пенополистирол.

3.6. СИСТЕМЫ УТЕПЛЕНИЯ НАРУЖНЫХ СТЕН

Есть множество способов придать существующему зданию новый, современный облик. Различные варианты облицовки фасадов предполагают тем или иным образом изменить внешний вид здания.

Фасад — визитная карточка здания, здесь можно использовать любые современные фасадные отделочные материалы, которые открывают широкие возможности для разнообразных дизайнерских решений.

Стены здания должны выполнять и свои непосредственные функции, такие как тепло- и звукоизоляция. Однако часто ограждающие конструкции имеют следующие недостатки, приводящие к потерям тепловой энергии:

- повышенная влагонасыщенность;
- пониженная теплоизоляция;
- низкая шумоизоляция.

Как известно, потеря тепла происходит через ограждающие конструкции зданий, 40 % тепла уходит через окна, 20 % — через перекрытия над подвалами и кровлю, 40 % — через стены. Поэтому утепление зданий, в том числе и их фасадов, является одним из основных вопросов экономной эксплуатации здания.

Наиболее актуальны и перспективны новые виды теплоизоляции стен — высокоэффективные системы навесных вентилируемых фасадов и многослойные штукатурные системы, которые удовлетворяют всем современным требованиям как по техническим характеристикам стеновых конструкций, так и по декоративной отделке.

Навесные вентилируемые фасады

По своим физическим, а также строительным параметрам навесные фасады — это наиболее эффективная многослойная система, имеющая так называемый ветровой и дождевой барьер.

Навесной вентилируемый фасад представляет собой конструкцию, состоящую из материалов облицовки, утеплителя и подоблицовочной конструкции, которая крепится к стене таким образом, чтобы между облицовкой и теплоизоляцией оставался вентиляционный зазор.

Главным отличием вентилируемого навесного фасада является наличие воздушной прослойки, которая позволяет эффективно удалять влагу из несущей стены и утеплителя и выполняет роль температурного буфера, т. к. воздух в ней на два-три градуса выше наружного воздуха.

Навесные вентилируемые фасады характеризуются целым рядом достоинств:

1. Создают благоприятный температурный режим в здании.
2. Открывают широкие возможности для разнообразных дизайнерских решений.
3. Обеспечивают защиту стен и теплоизоляции от атмосферных осадков.
4. Гарантируют высокую тепло- и звукоизоляцию.
5. Отсутствие «мокрых» процессов позволяет вести монтаж системы круглогодично, независимо от погодных условий.
6. Простота монтажа обеспечивает возможность замены отдельных элементов облицовки.
7. Позволяют исправлять дефекты и неровности поверхности несущих стен.
8. Гарантируют длительную эксплуатацию фасада.
9. Безремонтный срок службы составляет 25–30 лет, в зависимости от применяемого материала.

Благодаря возможности применения разнообразных систем навесных вентилируемых фасадов здание приобретает не только новый облик, но и новое качество, а благодаря многообразию архитектурных и технических решений и неограниченным возможностям цветовой гаммы придают зданию неповторимый индивидуальный стиль.

Комплектацию фасадной системы необходимо выполнять только из материалов, прошедших тщательное тестирование, испытания и сертификацию.

Кроме того, необходимо произвести теплотехнический расчет и расчет конструкции по устойчивости к ветровым и статическим нагрузкам, которые позволяют профессионально устанавливать фасадные системы.

На сегодняшний день на российском рынке представлено большое количество различных фасадных систем отечественного и западного производства: «МОСМЕК» (KTC), «Краспан» («Краспан ВСт (ВА)»), «Каптехстрой» (KTC), «MIRAWALL» (Италия), «MINERIT» (Финляндия), «ALUCOBOND» (Германия) и другие.

Конечно, не все конструкции систем равноценны, у каждой есть свои отличительные особенности.

Системы отечественных производителей отличаются более низкими ценами и адаптированы к нашим климатическим условиям. Основными составляющими элементами фасадных систем являются подобилицовочные конструкции, утеплитель и облицовка. Для подобилицовочных конструкций применяются направляющие профили и кронштейны из алюминия, нержавеющей и оцинкованной стали и даже из антисептированного дерева.

Правильно спроектированная подобилицовочная конструкция должна обеспечивать необходимое расстояние между стеной, утеплителем и облицовкой, возможность исправления неровностей стен, а также выдерживать статические и динамические нагрузки.

Очевидно, что подобилицовочная конструкция является чрезвычайно сложной и ответственной частью фасада, поэтому она должна подбираться и рассчитываться для каждого конкретного здания с учетом климатического района и места застройки, высоты и конфигурации здания, вида материала несущей стены, толщины утеплителя, а также типа облицовки и способа ее крепления.

Утеплитель, используемый для вентилируемых фасадов, должен быть долговечным, негорючим, биологически стойким, монтироваться сплошным слоем, исключая возникновение «мостиков холода», обладать высокими теплоизолирующими характеристиками, позволять водяным парам и влаге беспрепятственно попадать в воздушную прослойку, быть устойчивым к ветровому потоку и неагрессивным к металлам.

В качестве утеплителя в вентилируемых фасадах чаще применяется минеральная вата.

Выбор теплоизоляционного материала в каждом конкретном случае осуществляется на основе его технических характеристик, таких как плотность, теплопроводность, прочность на сжатие, водопоглощение, морозостойкость, паропроницаемость, огнестойкость.

Для защиты утеплителя со стороны вентиляционного зазора можно рекомендовать применять ветрозащитную паропроницаемую пленку (типа «Tyvek»).

Основное предназначение подобилицовочных конструкций заключается в том, чтобы надежно закрепить плиты облицовки и теплоизоляции к стене, при этом между отделочной панелью и теплоизоляцией должен оставаться вентиляционный зазор.

Подобилицовочная конструкция должна обладать: достаточной несущей способностью, воспринимающей собственный вес и вес облицовочных изделий и утеплителя; антикоррозийной стойкостью; возможностью выравнивания неровностей существующей стены; легкостью и высокой скоростью монтажа.

В состав подобилицовочной конструкции входят кронштейны, которые крепятся непосредственно на стену, несущие профили, устанавливаемые на кронштейны, и специальные элементы крепежа для крепления облицовочных изделий.

Крепление кронштейнов к стене обеспечивают специальные анкерочные элементы. Тип дюбелей и шурупов, анкеров, их диаметр, глубина установки выбираются в зависимости от результатов конструктивного расчета. Для выравнивания неровностей стены необходимо использовать кронштейны с широкими пределами изменения длины или различных типоразмеров. С целью исключения образования «мостиков холода» под местом установки кронштейна необходимо применять теплоизолирующие прокладки.

Несущая конструкция состоит из антикоррозийных профилей из металла или антисептированного дерева. Профили могут быть различных форм: Т-образные; Г-образные, П-образные и т. д. Профильная конструкция применяется трех типов: горизонтальная, вертикальная, комбинированная. Наиболее благоприятный режим работы и восприятие нагрузок на сжатие и растяжение испытывает вертикальное расположение несущего профиля.

Облицовочные изделия можно условно разделить на три группы: тяжелые (натуральные камни), легкие (керамогранит, цементно-волокнистые плиты), металлические изделия. Для каждой группы облицовки применяется свой тип подобилицовочной конструкции.

Для крепления облицовочных изделий в подобилицовочной конструкции используются два типа крепежных деталей: видимые и скрытые элементы крепления.

Видимое крепление осуществляется кляммерами, шурупами-саморезами и заклепками. Применение скрытых элементов крепления требует дополнительной обработки облицовочных изделий (керамогранит), что приводит к удорожанию конструкции вентилируемого фасада.

Сегодня представлено большое количество различных подобилицовочных систем как российских, так и зарубежных, среди которых можно отметить: «Алкон-Трейд» (U-kon); «ДИАТ»; «Каптехстрой»; «МОСМЕК» (KTC); «EUROFOX»; «WAGNER-SYSTEM» и др.

Применение той или иной системы подобилицовочной конструкции возможно только на основе конструктивного расчета проектировщиками.

Вентилируемые фасадные системы позволяют использовать любые современные отделочные материалы, формирующие эстетический облик здания.

В настоящее время существует большой выбор фасадных панелей для облицовки стен здания. Материалы, применяемые для изготовления панелей, могут

быть самые разные, причем этот список постоянно пополняется: металлы, композитные, цементно-волоконистые материалы, керамический гранит, стекла со спецпокрытием и т. д.

Металлические облицовочные панели — это прежде всего профилированные листы, сайдинг, а также металлические кассеты.

Металлический сайдинг изготавливается из алюминия и оцинкованной стали с полимерными покрытиями различной цветовой гаммы, шириной от 100 до 350 мм.

Панели алюминиевого и стального сайдинга комплектуются дополнительными фасонными профилями (торцевые и угловые рейки, откосы, отливы).

Металлический сайдинг широко используется для облицовки фасадов зданий общественного назначения (кафе, торговые комплексы и т. д.), а также зданий промышленного назначения (корпуса заводов, складские терминалы и прочие).

Основными производителями металлического сайдинга, представленными на российском рынке, являются: «Венталл» (Россия); «МОСМЕК» (Россия); «Центросталь-Домосталь» (Россия); «Рикарди» (Россия); «GEIPEL» (ГЕРМАНИЯ); «ALCOA» (США) и др.

Объемные фасадные металлические кассеты изготавливаются из оцинкованной стали с полимерным покрытием, алюминия с защитным напылением на основе полиэфирного порошка. Цвет, фактура, поверхности кассет могут быть самыми разными. Используя различные способы навески кассет, сочетая на фасаде кассеты различных цветов и фактур, можно добиться различных дизайнерских эффектов.

Форма и размеры кассет определяются для каждого конкретного проекта и изготавливаются по индивидуальному заказу.

Среди производителей металлических кассет представлены такие фирмы, как «Скат» (ТРИОЛ), «Строймонтажконструкция», «GASELL PROFIL AB» (Швеция), «RANNILA» (Финляндия) и др.

Для отделки фасадов широкое применение получил виниловый сайдинг из поливинилхлорида. Фактура поверхности винилового сайдинга чаще всего имитирует дерево.

Виниловый сайдинг устойчив к природным факторам старения. Материал легко переносит высокую влажность, умеренную кислотную среду, перепад температур, не гниет и экологически чист.

Виниловый сайдинг можно применять практически на любом фасаде. Он прост в установке. При монтаже панели просто защелкиваются одна за другую и закрепляются шурупами, саморезами или гвоздями. Монтировать сайдинг можно не только на металлическую или деревянную обрешетку, но и непосредственно на стену здания.

При выборе винилового сайдинга необходимо обращать особенное внимание на наличие гигиенического сертификата и сертификата пожарной безопасности.

На российском рынке виниловый сайдинг представлен большим количеством производителей, среди них торговые марки: «GENTEK» (Канада); «GAMRAT» (Польша); «KAYCAN» (Канада); «NORANDEX» (США); «VARIFORM» (США) и др.

Цементно-волоконистые плиты применяются для облицовки новых зданий и реконструируемых объектов, а также для облицовки балконов и цоколей.

Благодаря своему составу эти плиты практически не горючи и экологически чисты. Они морозоустойчивы, не боятся коррозии, гниения, ультрафиолетового излучения и кислотных дождей. Плиты являются влагонепроницаемыми, хорошо изолируют звук, стойки к ударам. Фасадные панели на цементной основе сочетают в себе прочность бетона и многофункциональность панелей. Плиты могут быть отшлифованы со сквозной пропиткой, окрашены акриловой водорастворимой краской любого цвета, а также могут быть покрыты крошкой из натурального камня различной породы.

Панели комплектуются специальными крепежными элементами и аксессуарами: планками для внутренних и внешних углов, водоотливными листами со специальным покрытием, оконными сливами и откосами, а также лентами-прокладками (черная резина EPDM, белая — TPE), закрепляемыми между плитой и обрешеткой и т. д.

Крепление плит производится на кислотостойких гвоздях или винтах к деревянному или металлическому каркасу. Швы между плитами герметизируются резиновой лентой (EPDM) или алюминиевыми планками. Во избежание проникновения влаги внутрь конструкций в горизонтальных швах всегда применяется планка горизонтального шва (водослив).

Наиболее известна в нашей стране продукция фирм: «Краспан», «ФАССТ», «OYMineritAB» (Финляндия) и др.

В качестве облицовочных изделий вентфасадов широкое применение получили изделия из композитных материалов, представляющих собой «пирог», состоящий из двух окрашенных листов алюминия толщиной от 0,2 до 0,5 мм с пластиковой или негорючей минеральной прослойкой. Из композитных материалов может выполняться любая криволинейная форма с острыми и закругленными углами. Композитные материалы представлены следующими компаниями: «ALUCOBOND» («Алкон Трейд»), «DUVILS» («Дювилс»), «REYNOBOND» и др.

Для облицовки вентилируемых фасадов также широко применяются керамический гранит, натуральный камень, бетонные плиты с мраморным заполнителем, полимербетонные панели и некоторые другие облицовочные изделия.

Выбор фасадной системы и облицовочных изделий необходимо делать на основе преследуемой цели заказчика и его финансовых возможностей, а также конструктивных особенностей ограждающих конструкций здания.

Многослойные теплоизоляционные системы

В соответствии с требованиями новых нормативно-технических документов традиционные строительные материалы не способны в однослойной ограждающей конструкции обеспечить требуемое значение сопротивления теплопередаче. Оно может быть достигнуто только в многослойной ограждающей конструкции, где в качестве утеплителя применяется эффективный теплоизоляционный материал.

Мы рассмотрим три варианта утеплителя ограждающих конструкций здания:

1. Утеплитель расположен снаружи ограждающей конструкции:
 - система «мокрого типа» (штукатурные системы);
 - система вентилируемого фасада.
2. Утеплитель расположен с внутренней стороны ограждающей конструкции.
3. Утеплитель — внутри самой ограждающей конструкции.

Вследствие того, что теплоизоляцию нужно выполнить не во всех помещениях здания, а только в некоторых, расположение теплоизоляционного материала на внутренней поверхности стены является единственным возможным вариантом утепления. При этом работы по утеплению помещения могут производиться в любую погоду и любое время года, а также при этом не меняется архитектурный облик здания, имеющий художественную и историческую ценность. Но этот способ утепления имеет два существенных недостатка: уменьшение площади помещения за счет увеличения толщины стен и необходимость выполнения надежной пароизоляции с внутренней стороны помещения, что практически трудно выполнить.

Возведение ограждающих конструкций с расположением утеплителя внутри стен возможно с применением любого конструкционного материала (дерево, штучные каменные изделия, различные железобетонные панели и монолитные конструкции).

Колодцевая кладка представляет собой трехслойную конструкцию. Толщина первого слоя (внутренняя часть стены) определяется прочностными требованиями; толщина теплоизоляционного слоя определяется теплотехническими требованиями; третий слой защищает утеплитель от внешних воздействий и является облицовкой.

Из-за отсутствия возможности производить ремонтные работы к утеплителю в колодцевой кладке предъявляются самые высокие требования. Основными из этих требований являются: устойчивость к деформациям и влагостойкость. Чаще всего в качестве утеплителя в колодцевой кладке применяются минеральная вата, пенополистирол и стекловата [14].

Для исключения возможности появления внутри конструкции водяных паров необходимо применить пароизоляционный слой и/или устраивать воздушный вентиляционный зазор. Место расположения паробарьера определяется теплотехническим расчетом.

Многослойные теплоизоляционные штукатурные системы

Системы наружного утепления «мокрого типа» представляют собой комбинированную систему внешней теплозащиты зданий, состоящую из теплоизоляционного материала, на который наносится армирующий слой и высококачественный отделочный материал (финишный слой).

Теплоизоляционный слой — плиты из теплоизоляционного материала с низким коэффициентом теплопроводности (минераловатные или пенополистирольные плиты), которые наклеиваются на поверхность основания стены специальным клеевым составом и дополнительно жестко крепятся пластиковыми дюбелями со стальным сердечником.

Армированный слой — специальный минеральный клеевой состав, армированный устойчивой к щелочи тканой стеклосеткой.

Защитно-декоративный слой — грунтовка и декоративная штукатурка (минеральная или полимерная), возможна окраска специальными «дышащими» красками.

В системе применяются также доборные элементы, обеспечивающие усиление углов здания, оконных и дверных откосов, примыканий к цоколю и кровле здания и т. д.

Системы наружной теплоизоляции фасадов на основе энергосберегающих технологий имеют следующие достоинства:

1. Благодаря своему легкому весу быстры и легки в монтаже.
2. Снижают затраты на работы по возведению фундаментов.
3. Имеют повышенную тепло- и звукоизоляцию.
4. Не образуют «высолы» на фасаде.
5. Решают проблему защиты межпанельных швов.
6. Не вызывают переувлажнения конструкции за счет быстрого испарения влаги (высокая паропроницаемость).
7. Не дают трещин и применимы для строительства в сейсмических регионах.
8. Возможность применения как на вновь строящихся, так и на реконструируемых зданиях.

Применение систем наружного утепления «мокрого типа» открывает широкие возможности для разнообразных дизайнерских решений, которые придают зданию неповторимый индивидуальный стиль.

На сегодняшний день существует большое количество различных фасадных систем «мокрого типа», представленных зарубежными и отечественными производителями, такими как ЗАО «ЛАЭС» (Самара), «Опытный завод сухих смесей» («Теплый дом»), «TEX-COLOR» (Германия), «OPTIROC» (Финляндия) и др.

Каждая составляющая часть фасадной системы «мокрого типа» выполняет свою определенную функцию.

Теплоизоляционный материал обеспечивает утепление ограждающей конструкции, его толщина определяется теплотехническим расчетом, а тип материала — противопожарными требованиями. Для устройства наружной теплоизоляции применяется плитный утеплитель, основные показатели которого (плотность, влагопоглощение, теплопроводность, прочность на сжатие, огнестойкость) определяются необходимым сопротивлением теплопередаче, фактическим состоянием наружных стен, классом пожарной безопасности и другими факторами. В качестве утеплителя, как правило, используются минераловатные плиты из базальтового волокна или пенополистирольные плиты. Применение минераловатных базальтовых плит допускается при работе со всеми типами зданий, т. к. они негорючие.

Использование пенополистирола имеет ряд ограничений, связанных с требованиями пожарной безопасности. Разрешается использовать полистирольные плиты на фасадах с обрамлением оконных, дверных проемов и межэтажных рассечек из минераловатных плит.

Перед монтажом теплоизоляции поверхность стены должна быть чистой и сухой. Неровности поверхности и отклонения от горизонтального и вертикального уровня устраняются в соответствии с требованиями СП 12-101-98.

Фиксация утеплителя на стену производится комбинированным способом — наклейкой и механическим креплением, который исключает возможность движения холодного воздуха под плитами утеплителя и повышает надежность и долговечность системы в целом. Утеплитель крепится с перевязками, по методу кирпичной кладки. Механическое крепление плит утеплителя производится с помощью специальных пластиковых дюбелей со стальными сердечниками.

К устройству армированного слоя системы предъявляются высокие требования, так как на него приходится основная нагрузка в процессе эксплуатации здания. В состав армированного слоя входят минеральный клеевой состав и арматурная стеклосетка с ячейкой 5 x 5 мм (СТРОБИ).

Клеевой состав наносится на поверхность утеплителя, в который втапливается арматурная сетка. Далее осуществляется механическое крепление утеплителя, после чего наносится второй слой клеевого состава так, чтобы шляпки пластиковых дюбелей были скрыты. Оба слоя имеют толщину около 5 мм.

В качестве отделочного защитно-декоративного покрытия применяются декоративные штукатурки различных фактур, обладающих высокой стойкостью к механическим и внешним воздействиям, эластичностью, паропроницаемостью, цветостойкостью и долговечностью. Отделочное покрытие имеет различную фактуру поверхности (от гладких до рельефных) с различной структурой и степенью зернистости, обеспечивая широкую гамму цветовых решений.

Необходимо применять только качественные и проверенные материалы различных штукатурных систем, производимых известными компаниями, такими как ЗАО «ЛАЭС», «Опытный завод сухих смесей» («Теплый дом»), «TEX-COLOR», «OPTIROC» и др.

К началу работ по устройству теплоизоляции «мокрого типа» должны быть установлены кровельные покрытия, встроены оконные и дверные коробки, готовы балконы, установлены козырьки и отливы, выполнены все стыки и примыкания, а также желательно, чтобы были закончены все внутренние «мокрые» штукатурные работы. При производстве работ необходимо принять меры по предохранению стен от воздействия атмосферных осадков и прямого попадания солнечных лучей. Для этого используются фасадные краски и покрытия.

Фасадные краски разделяются на две группы, существенно отличающиеся друг от друга как по потребительским свойствам, так и по технологическим признакам: краски на органических растворителях и водоразбавляемые.

При выборе красок наиболее важны:

- декоративные свойства (цвет, структура, степень блеска);
- эксплуатационные свойства (стойкость к мытью и механическим нагрузкам, к погодным и агрессивным воздействиям, ремонтпригодность, долговечность, защитные свойства);
- специальные требования для обеспечения особых функций;
- стоимость одного кв. м покрытия.

Для фасадов наибольшее применение нашли водоразбавляемые краски, которые отличаются высоким качеством, экономичностью и экологической безопасностью.

По типу связующего водоразбавляемые краски подразделяются на несколько красок:

- акриловые латексные краски — на основе водной дисперсии акриловых смол;
- силикатные краски — на основе жидкого калийного стекла;
- силиконовые краски — на основе водной дисперсии силиконовых смол;
- цементные краски — минеральные краски на основе цемента;
- известковые краски — на основе гашеной извести.

Акриловые латексные краски составляют львиную долю всех водоразбавляемых красок. Паропроницаемость акриловых латексных красок по сравнению с другими невелика, но они обладают очень высокой водоотталкивающей способностью и устойчивостью к воздействию атмосферных факторов.

Если необходимо создать качественное, стойкое к загрязнению покрытие, к которому не предъявляются высокие требования по паропроницаемости, то применение акриловой краски наиболее целесообразно.

Если к покрытию предъявляются высокие требования по паропроницаемости, то целесообразно применить краску из смеси акриловых сополимеров с дисперсией силиконовых смол. В этом случае также используются силикатные или силиконовые краски.

Силикатные краски применяются в однокомпонентном варианте и относятся к минеральным краскам с незначительным содержанием полимера (менее 5 %). Они трудносовместимы с другими красками и применяются исключительно для окраски минеральных поверхностей, например минеральных штукатурок, а также поверхностей, ранее окрашенных известковой, цементной или силикатной красками. Хотя они очень хорошо пропускают водяные пары, однако недостаточно хорошо защищают от действия влаги (атмосферных осадков). Силикатные краски можно использовать для наружных и внутренних работ.

Силиконовые краски сочетают в себе все лучшие свойства акриловых и силикатных красок. Способность к пропусканию водяных паров практически соответствует паропроницаемости силикатных красок. Однако ее гидроизоляционные свойства очень похожи на свойства акриловых красок. В отличие от акриловых полимеров силиконовые смолы нетермопластичны, то есть не размягчаются при повышении температуры. В сочетании с высокими водоотталкивающими свойствами это значит, что поверхность, окрашенная силиконовыми красками, практически не загрязняется. Силиконовые краски хорошо совместимы как с минеральными, так и с акриловыми латексными красками, ими можно перекрашивать даже старые силикатные покрытия.

Силиконовые краски обладают в настоящее время наилучшими декоративными и эксплуатационными свойствами. Единственным недостатком, ограничивающим их применение, является высокая стоимость. Поэтому они применяются в основном в тех случаях, когда необходимо подчеркнуть художественно-эстетическую значимость здания и его престиж.

Цвета являются очень важной частью фасада здания. Именно цвет придает зданию особый акцент, индивидуальность и стиль. Индивидуальная программа создания расцветок с помощью современной компьютерной техники позволяет реализовать всю цветовую палитру красок для фасада.

Для долгой и беспроблемной работы фасада недостаточно правильно определить технологию отделки фасада, но необходимо выбрать торговую марку кра-

сок. Наиболее часто применяются краски хорошо известных мировых лидеров «CAPAROL», «MARSHALL», «TEX-COLOR», «TIKKURILA», а также российских фирм «ИНТЕКО», «ТЕРРАКО», «ЛАЭС» и др.

Декоративные фасадные штукатурки представляют собой толстослойные покрытия, имеющие определенную структуру. Структура покрытия определяется размером и формой зернистого наполнителя, используемым инструментом, а также технологическими приемами нанесения.

Применение таких штукатурок отличается рядом преимуществ:

- технологичность применения (исключается, например, финишное шпаклевание);
- высокие декоративные свойства;
- высокие паропроницаемость, механическая прочность и стойкость к атмосферным воздействиям;
- хорошо подходит для систем утепления фасадов;
- возможность получения готового цветового решения;
- цветоустойчивость.

Свойства штукатурок аналогичны свойствам фасадных красок на той же связующей основе. По типу связующего декоративные фасадные штукатурки подразделяются на минеральные, полимерные, силикатные и силиконовые.

Декоративные штукатурки подразделяются не только по типу связующего, но и по размеру и типу зернистого наполнителя, например кварцевый песок, мраморная крошка.

Минеральная штукатурка представляет собой приготовленный на заводе сухой раствор, в котором имеется связующее вещество (известь, цемент) и добавки (кварцевый песок). Рабочая консистенция минеральной штукатурки достигается путем добавления воды на стройплощадке. В ней содержатся пигменты, устойчивые к действию извести и цемента, обладающие светостойкостью. Минеральная штукатурка очень хорошо пропускает водяные пары, не крошится и не размягчается под воздействием различных температур.

Полимерные декоративные штукатурки, как правило, на основе акриловых смол поставляются в виде готового к применению водно-дисперсионного состава. Так же как и минеральные штукатурки, применяются по всем видам оснований и отделок с обязательным предварительным грунтованием поверхности. Полимерные штукатурки на основе 100 %-ного акрилового полимера обладают повышенной стойкостью к механическим воздействиям. Низкая паропроницаемость такой штукатурки компенсируется высокой защитой от проникновения влаги атмосферных осадков.

Силикатная штукатурка на основе жидкого стекла с органическими стабилизирующими добавками высокой степени полимеризации поставляется в виде готового к применению состава. Применяется по

старым, соответствующим образом подготовленным силикатным покрытиям и по всем видам минеральных оснований. Такие штукатурки обладают высокой паропроницаемостью. Силикатные штукатурки используются только совместно с силикатными грунтовками.

Характеристики силиконовой штукатурки достигаются с помощью двух связок: силиконовой смолы и смолы третичного полимера. Силиконовые штукатурки имеют наибольший срок эксплуатации, поэтому они применяются в основном для реставрации зданий и памятников архитектуры. Они имеют хорошую способность пропускать водяные пары и очень хорошую защиту от атмосферных осадков, оштукатуренные поверхности почти не пачкаются. При использовании этой штукатурки вы можете заказать любую расцветку.

Необходимо использовать проверенные и качественные декоративные штукатурки, представленные торговыми марками «ЛАЭС», «OPTIROC», «TEX-COLOR», «TERRACO» и т. д.

2.2 Теплоизоляционные материалы для стен

В конструкциях современных стен применяется целый спектр теплоизоляционных материалов. Наибольшее распространение получили теплоизоляционные материалы на основе минеральной ваты, стекловаты, пенополистирола (в т. ч. экструдированного) и пенополиуретана.

Выбор теплоизоляционного материала для стен должен производиться специалистами на основе теплотехнического расчета, технических требований к ограждающим конструкциям здания и оптимального сочетания параметров свойств теплоизоляционных материалов.

Свойства теплоизоляционных материалов характеризуются следующими основными параметрами:

плотность, теплопроводность, прочность на сжатие, водопоглощение, сорбционная влажность, морозостойкость, паропроницаемость, огнестойкость.

В зависимости от условий эксплуатации теплоизоляционного материала к нему предъявляются особые требования в области его применения (см. табл. 6.3.1).

Наиболее широкое применение получили теплоизоляционные материалы, выпускаемые компаниями ЗАО «Минеральная вата», «Rockwool», «Parok», «Izover», «Флайдерер-Чудово» («URSA»), «ТИГИ-KNAUF», «Мосстрой 31», «Styrodur» («BASF»), «Пеноплэкс» («Кинекс») и др.

Наибольшее применение в качестве утеплителя для стен получили теплоизоляционные материалы на основе минеральной ваты, стекловаты, пенополистирола (в том числе экструдированного) и пенополиуретана.

Рассмотрим особенности основных теплоизоляционных материалов.

Минеральная вата — это волокнистый материал, полученный из силикатных расплавов горных пород, металлургических шлаков и их компонентов на синтетических связующих. Основным свойством минваты является негорючесть в сочетании с высокой тепло- и звукоизоляционной способностью, устойчивостью к температурным деформациям, низкой гигроскопичностью, химической и биологической стойкостью, экологичностью и легкостью выполнения монтажа.

В зависимости от области применения минеральная вата производится разных марок. Для изоляции ограждающих конструкций каркасного типа применяются мягкие плиты и маты, жесткие и полужесткие плиты используются в фасадных системах, где изоляция находится под нагрузкой.

Стекловолокно (стекловата) представляет собой минеральное волокно, для получения которого используется то же сырье, что и для обычного стекла. У этого материала много общего с минеральной ва-

Области применения типов теплоизоляционных материалов

Тип утеплителя	Вентилируемые фасады	Наружное утепление стен «мокрого типа»	Внутреннее утепление стен (со стороны помещения)	Слоистая кладка (средний слой)	Трехслойные ж/б панели	Металлические «сэндвич»-панели	Цокольный этаж, подвал
минераловатные плиты (на базальтовой основе)	+	+	+	+	+	+	—
стекловолокнистые плиты	+	+	+	+	+	+	—
вспененный пенополистирол	—	+	+	+	+	+	—
экструдированный пенополистирол	—	+	+	+	+	+	+
пенополиуретан	—	+	+	—	—	+	+

той, но имеются и отличия. Основным отличием стекловаты от минваты состоит в длине волокон: средняя длина стекловолокна составляет 5 см, каменного волокна — всего 1,5 см; это отличие обуславливает повышенную упругость стекловаты, большую прочность и виброустойчивость. Изделия из стекловолокна имеют значительно меньший коэффициент теплопроводности.

Производство различных марок стекловаты позволяет широко использовать ее в любых системах теплоизоляции.

Существуют два вида пенополистирола: вспененный и экструдированный.

Вспененный полистирол производится путем вспенивания гранулята из стиропора и последующим спеканием вспененных частиц. Пенополистирол характеризуется низкой теплопроводностью ($0,027-0,040 \text{ Вт/м} \cdot ^\circ\text{C}$) и плотностью ($15-40 \text{ кг/м}^3$). При этом он способен нести значительные нагрузки в течение длительного времени. Прочность на сжатие при 10 % линейной деформации составляет для различных марок от 65 до 250 КПа. Важное свойство пенополистирола — его долговечность. Он незначительно меняет свои свойства и размеры при длительном контакте с водой и многократных воздействиях знакопеременных температур.

Процесс экструдирования полистирола позволил получить материалы с равномерной структурой, состоящей из мелких, полностью закрытых ячеек.

Экструдированный пенополистирол получают путем смешивания гранул полистирола при повышенной температуре с последующим выдавливанием из экструдера и введением вспенивающего реагента. Особенностью этого материала является практически нулевое водопоглощение, очень высокая прочность на сжатие и высокая теплоизоляционная характеристика. Экструдированный пенополистирол сохраняет свои теплоизоляционные свойства после 1000 циклов замораживания и оттаивания, при этом изменение его термического сопротивления не превышает 5 % [14].

Еще одним широко применяемым теплоизоляционным материалом является пенополиуретан.

Пенополиуретан является неплавкой термореактивной массой с ячеистой структурой, 97 % объема которой занимают полости и поры, заполненные газом.

Пенополиуретан поставляется в виде двух- или многокомпонентных систем, которые наносятся на утепляемую поверхность методом заливки или напыления. Пенополиуретановые системы имеют широкий диапазон плотности. Материалы с плотностью от 30 до 200 кг/м^3 выдерживают температуры от -200°C до $+150^\circ\text{C}$ и высокие механические нагрузки. Срок службы пенополиуретановых покрытий составляет 25–30 лет. Несмотря на высокую прочность и долговечность, покрытие из пенополиуретана необходимо защищать от воздействия ультрафиолетового излучения и атмосферных осадков.

3.7. СПОСОБЫ УТЕПЛЕНИЯ ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ

Утепление с применением вспененного утеплителя

Вспененные пластмассы — легкие материалы ячеистой структуры отличаются благоприятным сочетанием физико-механических показателей; имеют малую плотность и низкую теплопроводность. В большинстве случаев пенопласты химически стойки, с низкими коэффициентами влаго- и водопоглощения.

Пенопласты применяются для утепления стеновых панелей, бетонных и каменных стен, железобетонных конструкций.

Для применения при ремонте зданий наиболее целесообразно вспенивать полиуретановые, фенолформальдегидные и мочевиноформальдегидные пенопласты непосредственно в полости конструктивных элементов или напылять их на поверхность. При этом полиуретановые пенопласты обладают хорошими адгезионными свойствами и имеют незначительную усадку.

Дополнительное утепление наружных и рядовых стыков панелей осуществляют устройством скоса или скругления из теплоизоляционного материала.

При промерзании узлов сопряжения между наружной стеной, панелью и покрытием или перекрытием их поверхность утепляют со стороны помещения карнизами из теплоизоляционных материалов.

Ширину утепляющего карниза определяют по расчету, но не менее 200 мм.

Инъекцирование утеплителя в пустоты трехслойных стеновых панелей на участках оседания утеплителя или между наружной и торцевой стеной для домов серий К-7, П-49Д, П-57 и др. показано на рис. 6.3.1. Расчет компонента производится при условии его вспенивания в 6–10 раз. Объем, требуемый для заполнения, фиксируется просверливанием технологических отверстий. Появление пены в отверстиях свидетельствует о достаточности заполнения компонента.

Особенно эффективно применение вспененного материала при ремонте чердачных и безчердачных крыш, так как дополнительное утепление можно производить без демонтажа конструкций (рис. 6.3.2). Кроме того, если недостаточное утепление наблюдается в пристенной зоне, то можно провести утепление этих участков. Инъекцированная пластмасса заполняет все неплотности, трещины утеплителя, дает ровную поверхность, не требующую устройства верхнего слоя.

Тем же способом производится заполнение многопустотного настила перекрытия в местах сопряжения его с наружной стеной, панелью. Выявление расположения пустот производится простукиванием перекрытия.

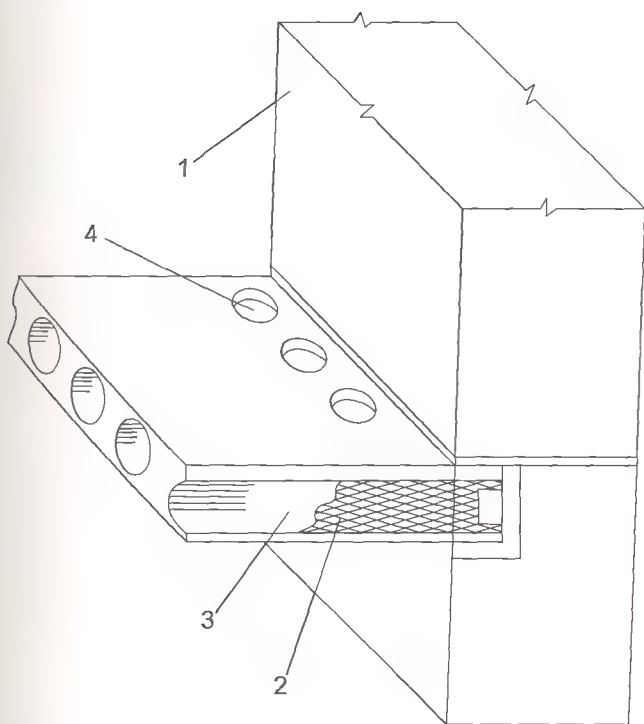


Рис. 6.3.1. Детали утепления горизонтального стыка:

- 1 — наружная торцевая панель;
- 2 — вспененный утеплитель;
- 3 — многослойный настил;
- 4 — отверстия для инъектирования

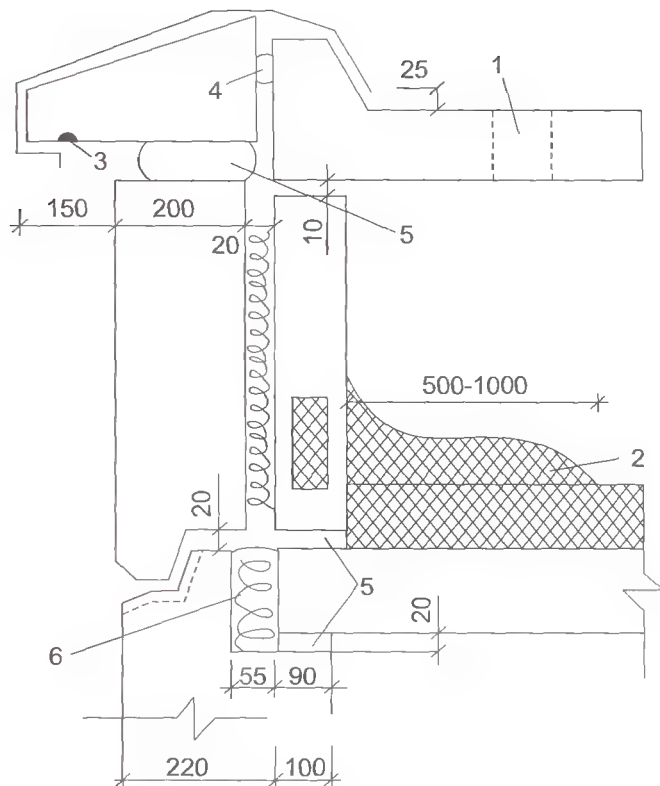


Рис. 6.3.3. Утепление чердачного перекрытия:

- 1 — отверстия для заливки;
- 2 — вспененный утеплитель; 3 — слив продуха;
- 4 — гернит; 5 — цементно-песчаный раствор;
- 6 — минераловатный утеплитель или стекловолокно

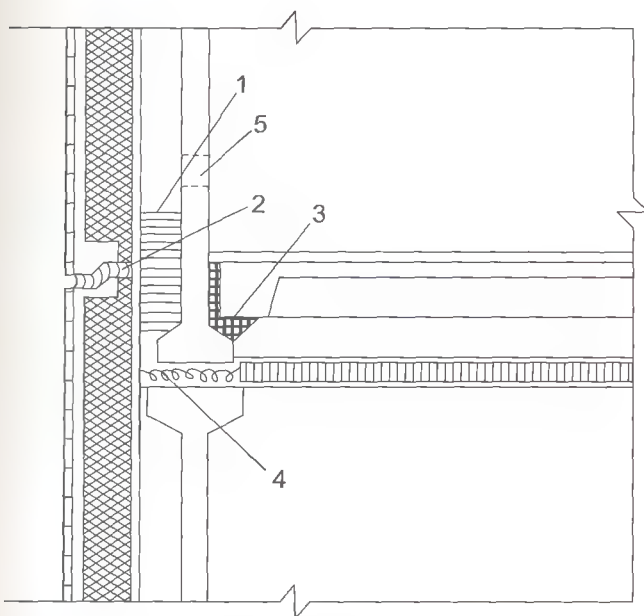


Рис. 6.3.2. Утепление торцевой стены:

- 1 — вспененный утеплитель; 2 — уплотнитель;
- 3 — цементно-песчаный раствор;
- 4 — минераловатный утеплитель;
- 5 — отверстие для заливки

Конструкция утеплителя по внутренней поверхности панели состоит из теплоизоляционного и пароизоляционного отделочных слоев.

Расчеты показывают, что толщина ППУ для обеспечения теплоизоляции в средней климатической зоне составляет примерно 25–30 мм.

Отличительной чертой ППУ, как и других пенопластов этого типа, является хорошая адгезионная прочность практически ко всем конструктивным материалам: для отрыва слоя площадью 100 мм² необходимо затратить не менее 1 кгс.

Напыление и заделку производят с помощью установок «Пена-1», «Пена-9» и др., разработанных ВНИИСС г. Владимира по двухкомпонентной схеме. Производительность этих установок составляет 3–4 кг/мин., что соответствует приблизительно 60–80 м²/ч. Эти установки состоят из дозирующего устройства, напылительного пистолета (пистолета-распылителя), расходных емкостей и электропульта управления. Все узлы, за исключением пистолета-распылителя, смонтированы на тележке. Установка работает по двухкомпонентной схеме, дозирование компонентов осуществляется двумя шестеренчатыми насосами. Соотношение компонентов А : Б = 1 : 1,25.

Сущность процесса напыления ППУ сводится к следующему. Жидкие исходные материалы (полиэфирная и изоцианатная композиция) равномерно в строго определенном соотношении подаются к напылительному пистолету, который обеспечивает их смешение и распыление, в результате чего они покрывают обрабатываемую поверхность слоем заданной толщины (см. рис. 6.3.3).

Перемешивание компонентов, распыление и транспортирование осуществляется за счет кинетической энергии сжатого воздуха, толщина нанесенного слоя увеличивается приблизительно в 5–10 раз, и он окончательно отвердевает. При напылении пенопласты равномерно распределяются по фасонным и кривым поверхностям.

Инъектируемые компоненты заливают в выявленные при обследовании пустоты многослойных панелей или крыш.

Заливка композиций в изделия может осуществляться следующими способами: ручным (ручная заливка, шприцевание), периодическим (ступенчатое вспенивание, периодическая микроимпульсная заливка и т. п.) и непрерывным (непрерывная заливка с помощью машин, принцип действия которых основан на быстром смешении двух и более жидких реагентов и отверждении смеси в рабочей зоне).

В момент получения жидкая пена обладает хорошей текучестью, благодаря чему ею можно заполнять крупногабаритные ограждающие конструкции любой формы. Жидкая пена не оказывает заметного влияния на наружные обшивки конструкций, поэтому не требуется упрочняющей опалубки.

Получаемый пенопласт белого или светло-желтого цвета, воздухопроницаемый с показателями: плотность равна $70\text{--}10\text{ кг/м}^3$; увеличение в объеме — 6–10 раз; водопоглощение по объему за 24 часа — не более 1,5–5 %; коэффициент теплопроводности $0,03\text{--}0,04\text{ ккал/м} \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}$; адгезия к бетону, дереву — $2\text{--}3\text{ кгс/см}^2$.

Производство пенопласта МФП осуществляется на заливочной машине УЗМФП-34 конструкции ВНИИССа.

Утепление по периметру оконного и балконного блоков вспененной пластмассой не требует дополнительного расчета.

Расчистка уплотнения, выполненного при строительстве, производится с внутренней стороны, инъектирование вспененного материала — по всему периметру, причем не требуется подготовки поверхности, а для защиты материала от увлажнения производится штукатурка цементным раствором (см. рис. 6.3.4).

Имеющиеся в пристенной зоне деформационные швы, утепленные древесноволокнистыми плитами, в настоящее время малодоступны для ремонта. Технология ликвидации промерзаний в швах путем забивки отверстий утеплителем сложна и трудоемка, а приме-

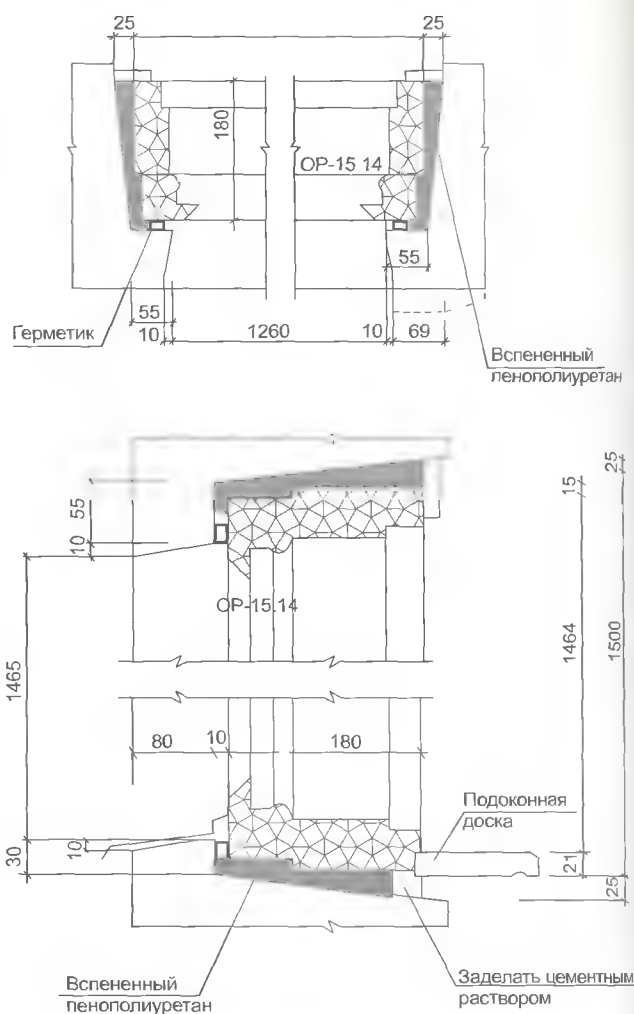


Рис. 6.3.4. Утепление оконного блока

нение вспененного материала является перспективным для данного случая и требует расчета только по количеству заливаемого компонента (см. рис. 6.3.5).

Наружная тепловая изоляция стен

Наружная тепловая изоляция стен преимущественно базируется на использовании различного рода эффективных теплоизоляционных материалов в виде плит и матов. Основными из них являются: маты минераловатные прошивные (ГОСТ 21880-94*) и на полимерном связующем (ГОСТ 9573-96) с плотностью 50, 75, 125 кг/м^3 ; плиты минераловатные мягкие, полужесткие и жесткие на синтетическом и битумном связующем (ГОСТ 9573-96, ГОСТ 10140-80, плотностью 50, 100, 200, 300 и 350 кг/м^3 ; плиты минераловатные повышенной жесткости на органо-фосфатном связующем (ТУ 21-РСФСР-3-72-76) плотности 200 кг/м^3 ; плиты полужесткие минераловатные на крахмальном связующем (ТУ 400-1-61-74) плотностью 200 кг/м^3 , пенополистирол (ТУ 6-05-11-78) плотностью 40, 100 и 150 кг/м^3 , пенопласт ПХВ-1 (ТУ-6-05-1179-75) и ПВ-1 (ТУ-6-05-1158-78) плотностью 100 и 125 кг/м^3 ,

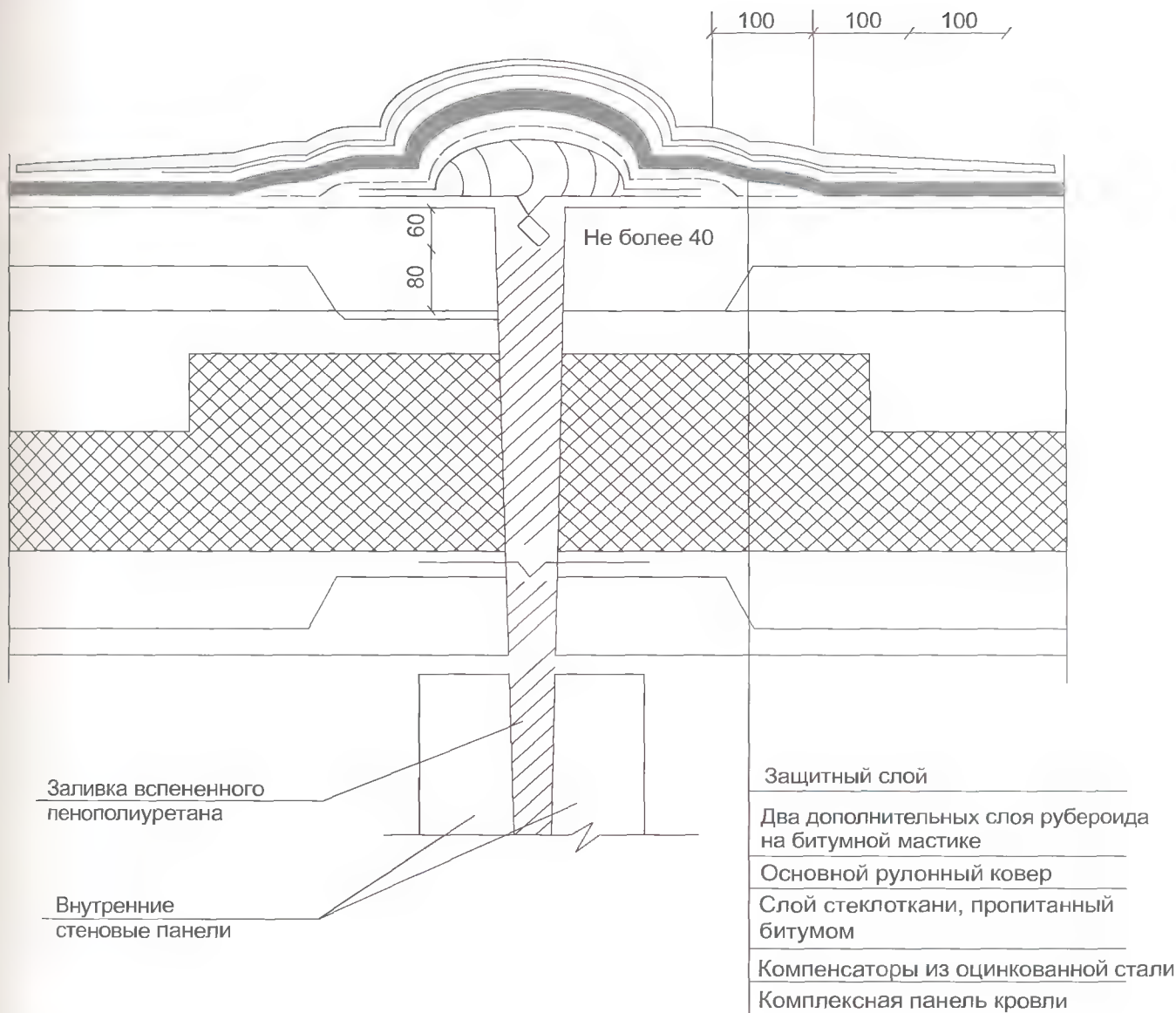


Рис. 6.3.5. Утепление деформационного шва

плиты из резольфенолформальдегидного пенопласта (ГОСТ 20916-87) плотностью 40, 50, 75 и 100 кг/м³.

Характерной особенностью плитного утеплителя являются их достаточно высокие теплотехнические характеристики, что позволяет использовать плиты толщиной 6–8 см. Технология их крепления к поверхности стен базируется на использовании полимерных распорных анкеров или путем приклеивания синтетическими клеями. Анкерный метод крепления позволяет проводить цикл работ по утеплению независимо от климатических условий.

Различные модификации технологии утепления поверхности стен предусматривают последующую защиту утеплителя от атмосферных воздействий путем оштукатуривания по полимерной сетке или последующей облицовкой металлическими листами, керамическими плитами, панелями из дисперсно-армированного бетона, железобетонными тонкостенными плитами или плитами из природного камня.

Соблюдение технологических регламентов обеспечивает требуемую долговечность и эксплуатационную надежность утеплителя.

Более технологичными следует считать способы утепления с последующей облицовкой и устройством вентиляционного зазора между наружной поверхностью утеплителя и облицовочными плитами. Это обстоятельство позволяет устанавливать плиты с зазором 4–5 мм, что исключает необходимость компенсации температурных деформаций. Различные системы крепления облицовочных плит предусматривают устройство каркаса, на направляющие которого осуществляется навешивание или механическое крепление облицовочных плит.

Использование плит из природного камня, архитектурного бетона с рельефной поверхностью, вскрытой фактурой или определенной цветовой гаммой обеспечивает обновление фасадов зданий и придания им нового архитектурного звучания.

Утепление зданий с применением вентилируемой навесной фасадной системы «Краспан ВСт (ВА)»

Как и все навесные фасадные системы с вентилируемым воздушным зазором, система «Краспан ВСт (ВА)» является одним из наиболее эффективных способов утепления и отделки фасадов зданий.

Разработчиком этой системы и изготовителем ее элементов, включая облицовочные плиты «Краспан», является ООО «Краспан» (г. Красноярск).

Фасадная система «Краспан ВСт (ВА)» является многослойной конструкцией, которая расположена с внешней стороны несущих конструкций наружной стены.

Система состоит из следующих элементов: слой плит утеплителя, прикрепленный к несущей стене, воздушная прослойка и облицовочный материал, подвешенный на металлическом несущем каркасе.

Навесная фасадная система «Краспан ВСт (ВА)» разрешена к применению в строительстве на территории Российской Федерации Техническим свидетельством Госстроя России ТС 07-1226-05.

В качестве облицовочного материала в данной системе применяются: «КраспанКолор» — фиброцементная плита с цветным покрытием, «КраспанСтоун» — то же с покрытием крошкой из натурального камня, «КраспанГранит» — плита из натурального камня (гранита, мрамора), «КраспанМеталлСтоун» — металлический сайдинг с покрытием крошкой натурального камня, «КраспанМеталлКолор» — металлический сайдинг с цветным покрытием, «КраспанКерплит» — плита из керамогранита. Эта фасадная система широко апробирована в практике строительства в России.

Фасадная система с этими облицовочными материалами приведена на рис. 6.3.8–6.3.13.

Металлический каркас служит для крепления на несущей стене, на определенном от нее расстоянии облицовочных плит или панелей, и состоит из кронштейнов и вертикальных профилей, которые, по желанию заказчика, могут быть выполнены из оцинкованной, нержавеющей стали или алюминия.

Кронштейны крепят к несущей стене анкерными болтами через полимерную прокладку, исключающую возникновение «мостика холода». К свободным концам кронштейнов крепят вертикальные профили. Кронштейны состоят из двух частей — неподвижной и подвижной, соединенных друг с другом болтами из нержавеющей стали. К стене здания крепят неподвижную часть кронштейна, а к концу подвижной его части — вертикальный профиль.

В неподвижной части кронштейна под соединительный болт предусмотрено отверстие, позволяющее регулировать расстояние от стены здания до облицовки в пределах 60 мм. Если требуется изменить это расстояние в больших пределах, то нужно применять неподвижный кронштейн другой длины. Кронштейн

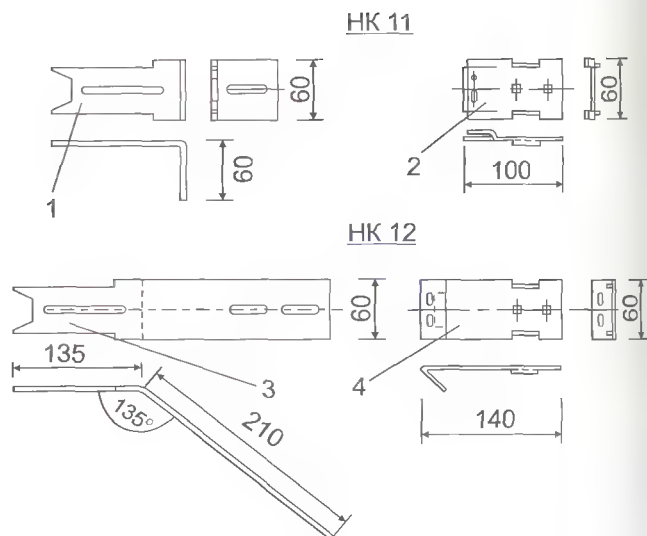


Рис. 6.3.6. Несущие кронштейны:

- 1 — неподвижная часть кронштейна для рядовых участков стены;
- 2 — подвижная часть кронштейна для рядового участка стены;
- 3 — неподвижная часть кронштейна для внешних углов;
- 4 — подвижная часть кронштейна для внешних углов

(см. рис. 6.3.6) выпускают двух видов: для рядовых участков стены — НК11 и для внешних углов здания — НК12. Для рядовых участков стены неподвижная часть кронштейна согнута на 90° , а для внешних углов — на 135° . Кронштейны могут быть несущими и опорными. Несущие кронштейны воспринимают вертикальную нагрузку от собственного веса системы и горизонтальную ветровую. Опорные кронштейны воспринимают только горизонтальную нагрузку, вертикальные профили соединены с ними с возможностью их вертикального перемещения от температурных деформаций.

Вертикальные профили определяют плоскость фасада здания. К ним различными способами в зависимости от вида облицовочного материала крепят элементы облицовки (см. рис. 6.3.7).

Вертикальные профили по высоте соединяются между собой крепежной шиной. Это позволяет вести монтаж элементов облицовки без учета конкретной длины одного монтажного элемента. По окончании монтажа в местах горизонтального стыка элементов облицовки с определенным интервалом вертикальный профиль разрезается для восприятия температурных деформаций. Этот распил следует выполнять с шагом по высоте вертикального профиля не более 4000 мм.

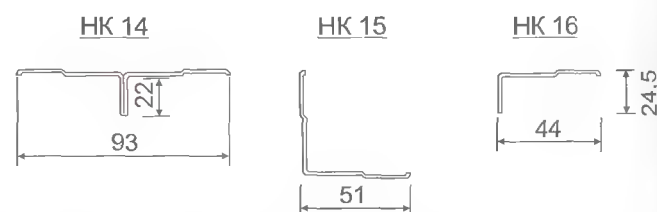


Рис. 6.3.7. Виды вертикальных профилей

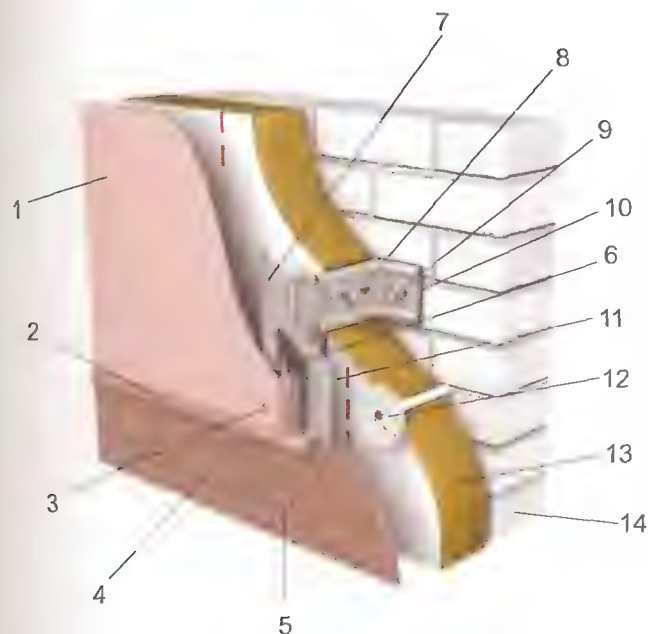


Рис. 6.3.8. «Краспан ВСт (ВА)» с применением плит «КраспанКолор» и «КраспанСтоун»:

1 — фасадная плита «КраспанКолор»; 2 — планка горизонтального шва; 3 — заклепка фасадная; 4 — фасадная плита «КраспанСтоун»; 5 — планка вертикального шва; 6 — уплотнительная лента; 7 — вертикальный профиль; 8 — кронштейны с подвижным и неподвижным элементами; 9 — анкерный крепитель; 10 — полимерная прокладка; 11 — ветрозащитная пленка; 12 — пластиковый дюбель; 13 — минераловатный утеплитель; 14 — стена

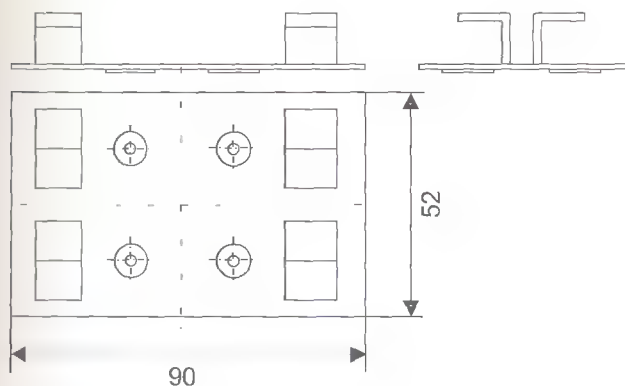


Рис. 6.3.9. Кляммер четырехзажимный

Крепление элементов облицовки к вертикальным профилям производят следующими способами:

Плиты «КраспанКолор» и «КраспанСтоун» крепят к вертикальным профилям, на которые предварительно устанавливают уплотнительные ленты, стальными заклепками, шляпки которых окрашены под цвет фасадной поверхности плиты. В вертикальные швы между плитами устанавливают декоративные фасонные элементы — на углах и на плоских участках. В горизонтальных швах устанавливается планка в виде козырька над швом (см. рис. 6.3.8). Для крепления плит к вертикальным профилям в них предварительно

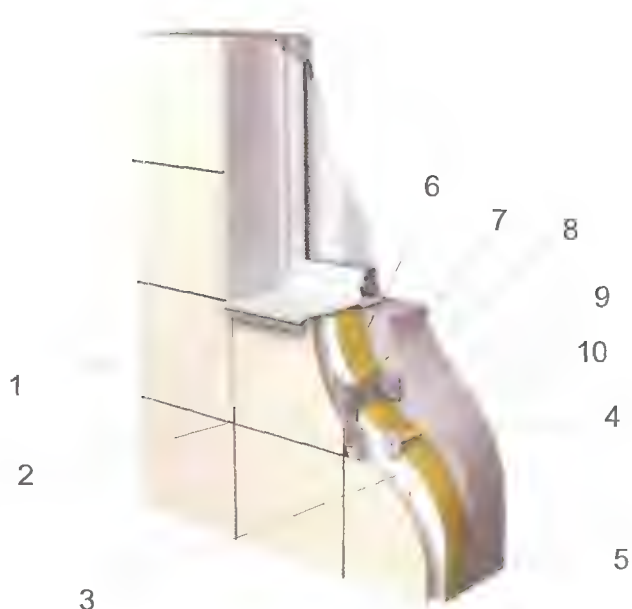


Рис. 6.3.10. «Краспан ВСт (ВА)» с применением керамогранитной плиты «КраспанКерплит»:

1 — фасадная плита «КраспанКерплит»; 2 — кляммер; 3 — ветрозащитная пленка; 4 — пластиковый дюбель; 5 — минераловатный утеплитель; 6 — вертикальный профиль; 7 — кронштейны с подвижным и неподвижным элементами; 8 — анкерный крепитель; 9 — полимерная прокладка; 10 — стена

сверлятся отверстия для заклепок с втулками, при этом компенсация температурных деформаций плит обеспечивается увеличением диаметра отверстия на 2 мм больше диаметра втулки.

Керамогранитные плиты крепятся к вертикальным профилям кляммерами из нержавеющей стали. Выпускают кляммеры 4 типов — кляммеры четырехзажимные, боковые двухзажимные, верхние и нижние двухзажимные и боковой однозажимный, при этом четырехзажимные кляммеры ставятся на стыке 4 плит, боковые двухзажимные — с краю на стыке двух плит, нижние и верхние двухзажимные — на крайних нижних и верхних рядах на стыке двух плит и боковой однозажимный — с краю верхнего и нижнего рядов облицовочных плит. Конструкция кляммера на примере 4 зажимного показана на рис. 6.3.9. К вертикальному профилю кляммеры крепятся стальными заклепками. Плиты в зажимы кляммеров вставляют сбоку, и горизонтальный ряд заполняется плитами последовательно слева направо или наоборот.

В случае применения керамогранитных плит зажимы кляммеров находятся снаружи плит, и их следует окрашивать под цвет фасадной поверхности плиты, а перед установкой плиты в кляммеры на последние надевают уплотнительную прокладку (см. рис. 6.3.10). В случае применения плит «КраспанГранит» используются планки-держатели (см. рис. 6.3.11).

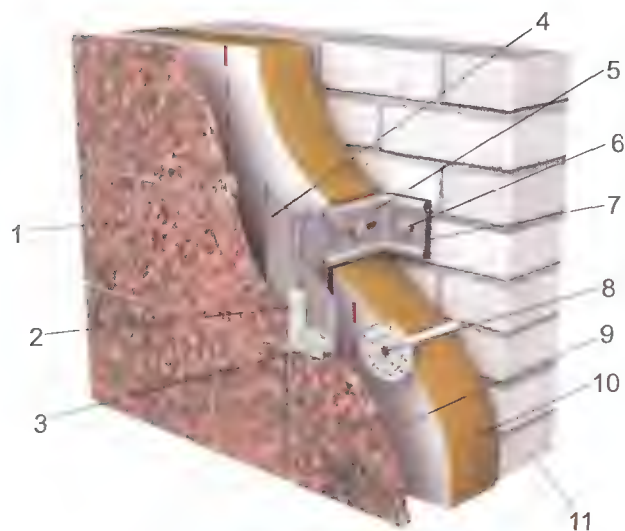


Рис. 6.3.11. «Краспан ВСт (ВА)» с применением фасадной плиты «Краспан Гранит»:

1 — фасадная плита «Краспан Гранит»; 2 — вертикальная декоративная планка; 3 — горизонтальные планки-держатели; 4 — вертикальный профиль; 5 — кронштейны с подвижным и неподвижным элементами; 6 — анкерный крепитель; 7 — полимерная прокладка; 8 — пластиковый дюбель; 9 — ветрозащитная пленка; 10 — минераловатный утеплитель; 11 — стена

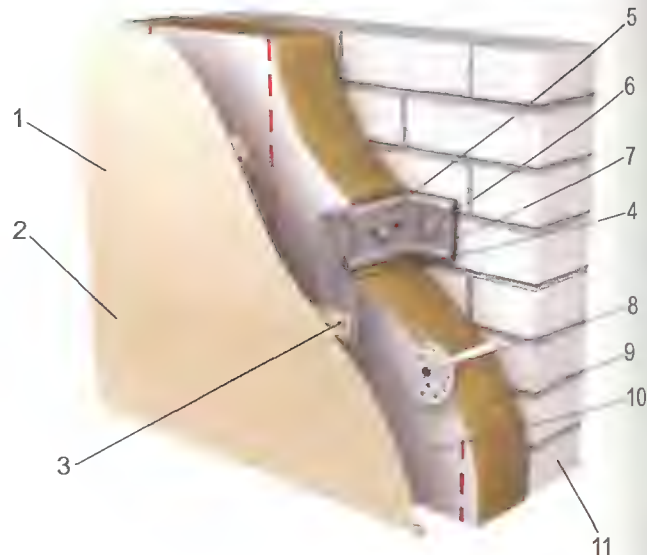


Рис. 6.3.12. «Краспан ВСт (ВА)» с применением панелей «КраспанМеталлСтоун» и «КраспанМеталлКолор»:

1 — фасадная плита «КраспанМеталлКолор»; 2 — фасадная панель «КраспанМеталлСтоун»; 3 — саморез; 4 — вертикальный профиль; 5 — кронштейн с подвижным и неподвижным элементами; 6 — анкерный крепитель; 7 — полимерная прокладка; 8 — пластиковый дюбель; 9 — минераловатный утеплитель; 10 — ветрозащитная пленка; 11 — стена

Фасадные панели «КраспанМеталлСтоун» (см. рис. 6.3.12) к вертикальному профилю крепятся шурупами-саморезами за кромку панели, которая закрывается следующей панелью, расположенной выше. Для доступа воздуха в воздушную полость за облицовкой с шагом не более 4000 мм между двумя смежными по высоте панелями устраивается зазор, «накрытый» козырьком-планкой горизонтального шва. Вертикальные швы облицовки на плоских участках стены и на внешних углах перекрываются фасонными элементами.

Утепляющий слой выполняют из негорючих минераловатных плит, разрешенных к применению Техническим свидетельством Госстроя РФ на данную фасадную систему. Толщина слоя утеплителя определяется теплотехническим расчетом. Если плиты утеплителя укладываются в два слоя, рекомендуется швы между плитами каждого слоя устраивать «вразбежку». Плиты утеплителя крепят непосредственно к стене здания тарельчатыми полимерными дюбелями из расчета 6–8 дюбелей на 1 м² поверхности фасада. В случаях, когда внешняя поверхность плит утеплителя некаширована, их следует укрывать влаговетрозащитной паропроницаемой пленкой.

Толщина воздушного зазора системы уточняется при выполнении теплотехнического расчета системы.

Систему допускается применять для строящихся и реконструируемых зданий с несущими конструк-

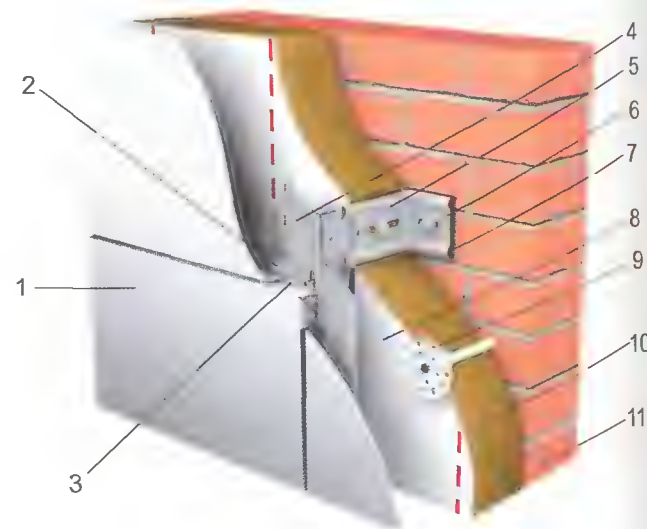


Рис. 6.3.13. «Краспан ВСт (ВА)» с применением алюминиевых композитных панелей:

1 — алюминиевая композитная панель; 2 — крепитель кассеты; 3 — заклепки; 4 — вертикальный профиль; 5 — кронштейн с подвижным и неподвижным элементами; 6 — анкерный крепитель; 7 — полимерная прокладка; 8 — ветрозащитная пленка; 9 — пластиковый дюбель; 10 — минераловатный утеплитель; 11 — стена

циями наружных стен из кирпича, бетона и других материалов плотностью более 600 кг/м².

Максимальную этажность зданий в соответствии с требованиями пожарной безопасности устанавли-

вают в зависимости от степени огнестойкости и классов конструкционной и функциональной пожарной опасности системы.

Для реконструируемых зданий необходимо выполнять обследование наружных стен здания, при котором определяется состояние поверхности фасадов, результаты испытаний на усилия, с которыми принятые дюбели можно вырвать из стены, и геодезическую съемку поверхностей фасадов с данными о величине отклонений их отдельных участков от вертикальной плоскости. Марка дюбелей для крепления кронштейнов и утеплителя выбирается с учетом результатов прочностных расчетов системы, материала стены здания, паспортных данных дюбелей и результатов испытаний на выдергивание принятых дюбелей.

Особенности монтажа систем «Краспан ВСт (ВА)»

Для выполнения работ по монтажу фасадной системы здание разбивается на захватки. Проектом организации строительства (ПОС) и технологическими картами определяется порядок и последовательность выполнения работ.

При монтаже системы на реконструируемых зданиях работы начинаются с очистки фасада от отслоившейся штукатурки, краски, водосточков, различных кронштейнов, антенн, вывесок и др.

Монтаж системы начинается с установки маяков и разметки фасада, по которой будут устанавливаться и крепиться к основанию кронштейны и вертикальные профили.

В случаях, когда несущей стеной является кирпичная кладка, нельзя устанавливать дюбели в швы кладки, при этом расстояние от центра дюбеля до ложкового шва должно быть не менее 25 мм, а от тычкового — 60 мм. Минимальное расстояние от края конструкции до дюбеля оговаривается специальными рекомендациями фирмы-изготовителя дюбелей.

Категорически запрещается сверлить отверстия для дюбелей в пустотелых кирпичах или блоках с помощью перфоратора.

Одновременно с установкой несущих кронштейнов на стене устанавливают специальные пластины и кронштейны для последующего крепления к ним оконных откосов и отливов.

Монтаж плит утеплителя необходимо начинать с нижнего ряда, который устанавливается на стартовый профиль и ведется снизу вверх. Если плиты утеплителя устанавливаются в два слоя, следует обеспечить перевязку швов. Плиты утеплителя должны устанавливаться плотно друг к другу, так, чтобы в швах не было пустот. Если избежать пустот не удастся, они должны быть тщательно заделаны тем же теплоизоляционным материалом. Крепление плит утеплителя к стене производится пластмассовыми дюбелями тарельчатого типа с распорными стержнями.

На несущие кронштейны устанавливаются вертикальные профили, на которые монтируют облицовоч-

ные панели. Поэтому установленное положение каждого профиля в вертикальной плоскости должно проверяться соответствующими приборами. В зависимости от вида облицовочных материалов применяются различные способы их крепления, разработанные в технических свидетельствах систем «Краспан ВСт (ВА)».

При монтаже элементов фасадной системы должны выполняться пооперационный контроль качества работ и составляться акты на скрытые работы.

Утепление стен с устройством штукатурного покрытия

Широкое распространение получила технология утепления стен «ЛАЭС» плитными утеплителями с устройством штукатурного покрытия по полимерной сетке. В качестве утеплителя используются пенополистирольные, а также жесткие минераловатные плиты.

Учитывая опыт применения акриловых отделочных материалов и теплоизоляционных систем американских и европейских производителей, ЗАО «ЛАЭС» представило на рынок России полностью адаптированную систему (рис. 6.3.14).

При разработке оригинальных рецептур были учтены специфические особенности условий монтажа и эксплуатации фасадных покрытий в России. Особое внимание было уделено климатической стойкости покрытий, адгезии слоев, антивандальной стойкости и стойкости к загрязнениям.

Отличительной особенностью систем наружной теплоизоляции фасадов «ЛАЭС» является то, что входящие в систему полимерминеральные составы выпускаются по рецептуре, разработанной на основе высококачественных импортных акриловых дисперсий и специально подобранных кварцевых наполнителей.

Все материалы являются экологически безопасными и негорючими, не оказывают вредного воздействия на организм человека и окружающую среду.

Основные компоненты полимерминеральных составов «ЛАЭС»:

- 100 %-ные водные акриловые дисперсии (производство «Rohm and Haas»);
- кварцевые наполнители;
- специальные химические добавки, обеспечивающие морозостойкость, кислотно-щелочную стойкость, влагостойкость;
- добавки, препятствующие образованию статического электричества;
- биоцидные добавки;
- фунгицидные добавки;
- красители «Colortrend».

Все полимерминеральные отделочные составы «ЛАЭС» производятся в заводских условиях по оригинальной рецептуре и не имеют аналогов в России.

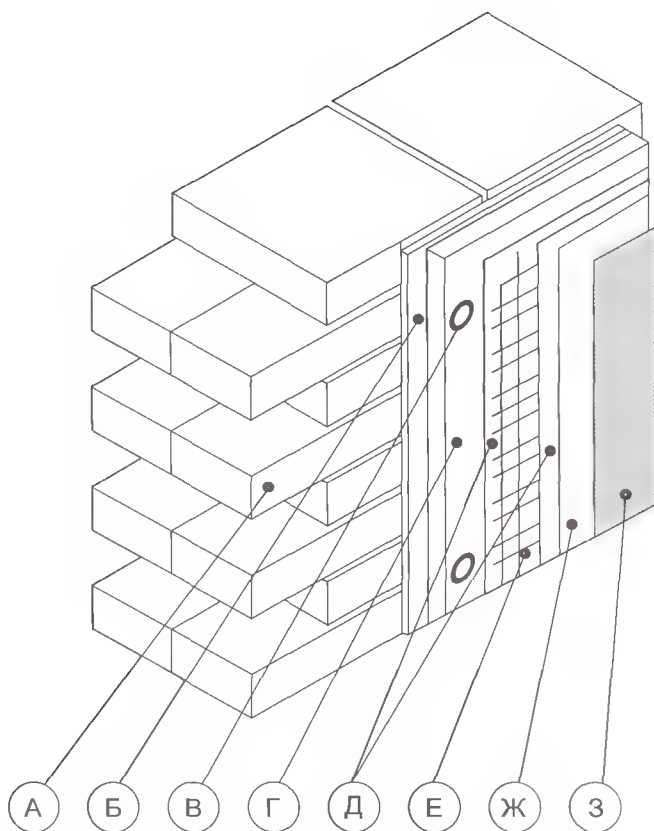


Рис. 6.3.14. Принципиальная схема системы теплоизоляции «ЛАЭС»:

А — ограждающая конструкция здания; Б — адгезионный состав для крепления теплоизоляционного слоя (условно показан как слой); В — дюбель для дополнительного крепления теплоизоляционного слоя; Г — эффективный теплоизоляционный материал (фасадный пенополистирол, минераловатная плита); Д — слой адгезионного состава для создания армирующего слоя; Е — армирующая стеклосетка; Ж — колерующая грунтовка; З — финишное фактурное покрытие

Системы утепления «ЛАЭС» имеют Техническое свидетельство Госстроя России ТС-07-1117-05 от 30.06.2005, прошли натурные огневые испытания на пожарную опасность и потому могут быть использованы в строительстве на территории РФ.

Составляющие систем теплоизоляции фасадов «ЛАЭС»

Многослойные системы наружной теплоизоляции фасадов зданий «ЛАЭС-П» и «ЛАЭС-М» состоят из теплоизоляционного материала, приклеенного и механически прикрепленного дюбелями к основанию, на которое наносится базовый армирующий слой, а затем высококачественный отделочный материал (финишный слой).

В системах также предусмотрено применение:

- временных металлических стартовых профилей;
- металлических отливов;
- уплотнительных лент;
- герметиков;
- грунтовок;
- колерующих составов.

Системы теплоизоляции «ЛАЭС-П» и «ЛАЭС-М»

В системе утепления «ЛАЭС-П» в качестве основного теплоизоляционного материала применены плиты из пенополистирола марки ПСБ-С-25Ф плотностью $15,0\text{--}19,0\text{ кг/м}^3$. Толщина слоя теплоизоляции задается в проектной документации. Максимально — 200 мм. На зданиях высотой более 2 этажей по требованиям противопожарной безопасности устанавливаются окантовки проемов и поэтажные противопожарные рассечки из минераловатных плит шириной не менее 150 мм (рис. 6.3.15).

В системе утепления «ЛАЭС-М» в качестве теплоизоляционного материала применены плиты из минеральной ваты на синтетическом связующем плотностью $105\text{--}180\text{ кг/м}^3$. Толщина слоя теплоизоляции задается в проектной документации. Максимально — 150 мм (рис. 6.3.17).

Область применения и допустимая высота зданий по требованиям пожарной безопасности системы теплоизоляции «ЛАЭС»

По ГОСТ 31251-2003 ЛПСИЭС ЦНИИС им. В. А. Кучеренко (аккредитованная ГУПС МЧС и Госстроем России на проведение данных испытаний) были проведены испытания фасадной системы теплоизоляции «ЛАЭС-П» для оценки пожарной опасности.

Полученные в результате испытаний пожарнотехнические характеристики фасадных систем теплоизоляции «ЛАЭС» не требуют дополнительного подтверждения их Госстроем России и органами Государственного пожарного надзора МЧС России.

Область применения систем «ЛАЭС» определяется в соответствии с результатами испытаний и требованиями СНиП (на конкретные здания) и также не требует дополнительного согласования с органами Государственного пожарного надзора МЧС России.

После испытаний в сентябре 2004 года по ГОСТ 31251-2003 «Конструкции строительные. Методы определения пожарной опасности. Стены с внешней стороны» системам «ЛАЭС-М» и «ЛАЭС-П» был присвоен класс пожарной опасности К0 — неопасные при толщине базового слоя 2–2,2 мм и фактурного 1,5–2 мм по всей поверхности системы.

Для системы «ЛАЭС-М» — здания и сооружения всех степеней огнестойкости и классов конструктив-

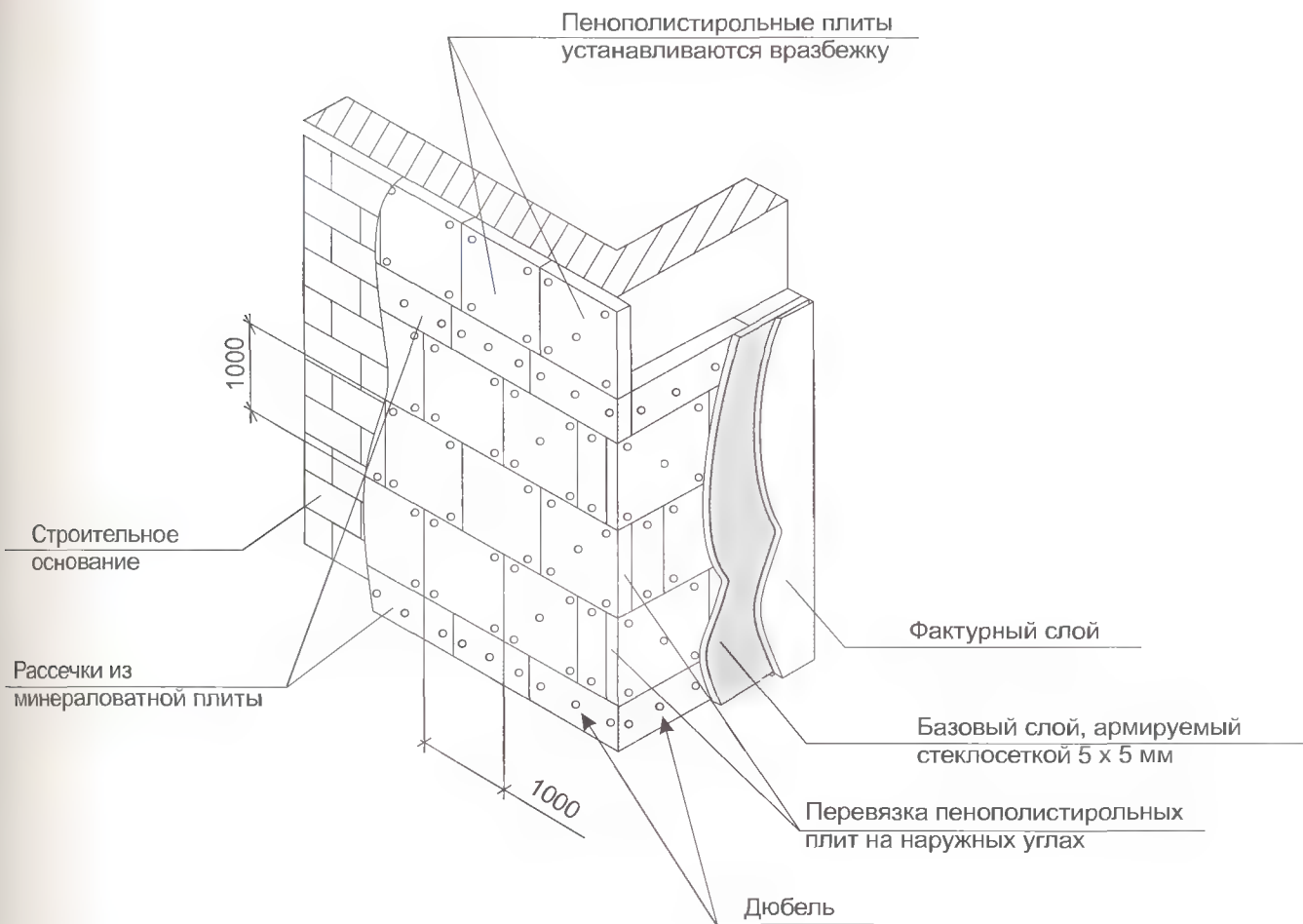


Рис. 6.3.15. Система наружной теплоизоляции фасадов с применением в качестве утепления пенополистирольных плит «ЛАЭС-П»

ной и функциональной пожарной опасности (по СНиП 2.01.02-85* и СНиП 21-01-97*).

Для системы «ЛАЭС-П» — здания и сооружения всех степеней огнестойкости (по СНиП 2.01.02-85* и СНиП 21-01-97*) и всех классов конструктивной и функциональной пожарной опасности (по СНиП 21-01-97*), за исключением зданий класса функциональной пожарной опасности Ф1.1 (детские дошкольные учреждения, специализированные дома престарелых и инвалидов (неквартирные), больницы, спальные корпуса школ-интернатов и детских учреждений) и класса функциональной пожарной опасности Ф4.1 (школы, внешкольные учебные заведения, средние специальные учебные заведения, профессионально-технические училища) (рис. 6.3.16).

При этом высоту зданий и сооружений при применении систем утепления «ЛАЭС» устанавливают в соответствии с действующими нормативными документами на конкретные здания.

Наибольшая допустимая высота жилого здания — 75 метров по СНиП 31-01-2003 «Здания жилые многоквартирные» (см. табл. 7.1).

Наибольшая допустимая высота общественного здания административного назначения — 50 метров

(16 этажей) по СНиП 31-05-2003 «Общественные здания административного назначения» (табл. 6.5 и табл. 1), СНиП 2.09.04-87* «Административные и бытовые здания» и по СНиП 2.08.02-89* «Общественные здания и сооружения» (табл. 1).

Монтаж систем теплоизоляции «ЛАЭС»

Монтаж фасадных систем с тонким наружным штукатурным слоем «ЛАЭС-М» и «ЛАЭС-П» производится в соответствии с требованиями Альбома технических решений для массового применения «Системы наружной теплоизоляции фасадов зданий «ЛАЭС-М» и «ЛАЭС-П». Шифр: АТР ЛАЭС ФСУ 01.10.2004

Монтаж многослойной теплоизоляционной системы «ЛАЭС» проводят в следующей последовательности.

1. Подготовка строительного основания

Перед началом работ по утеплению на любом объекте необходимо произвести осмотр наружных стен и выбрать способ их подготовки. Подготовленная поверхность должна удовлетворять СП 12-101-98

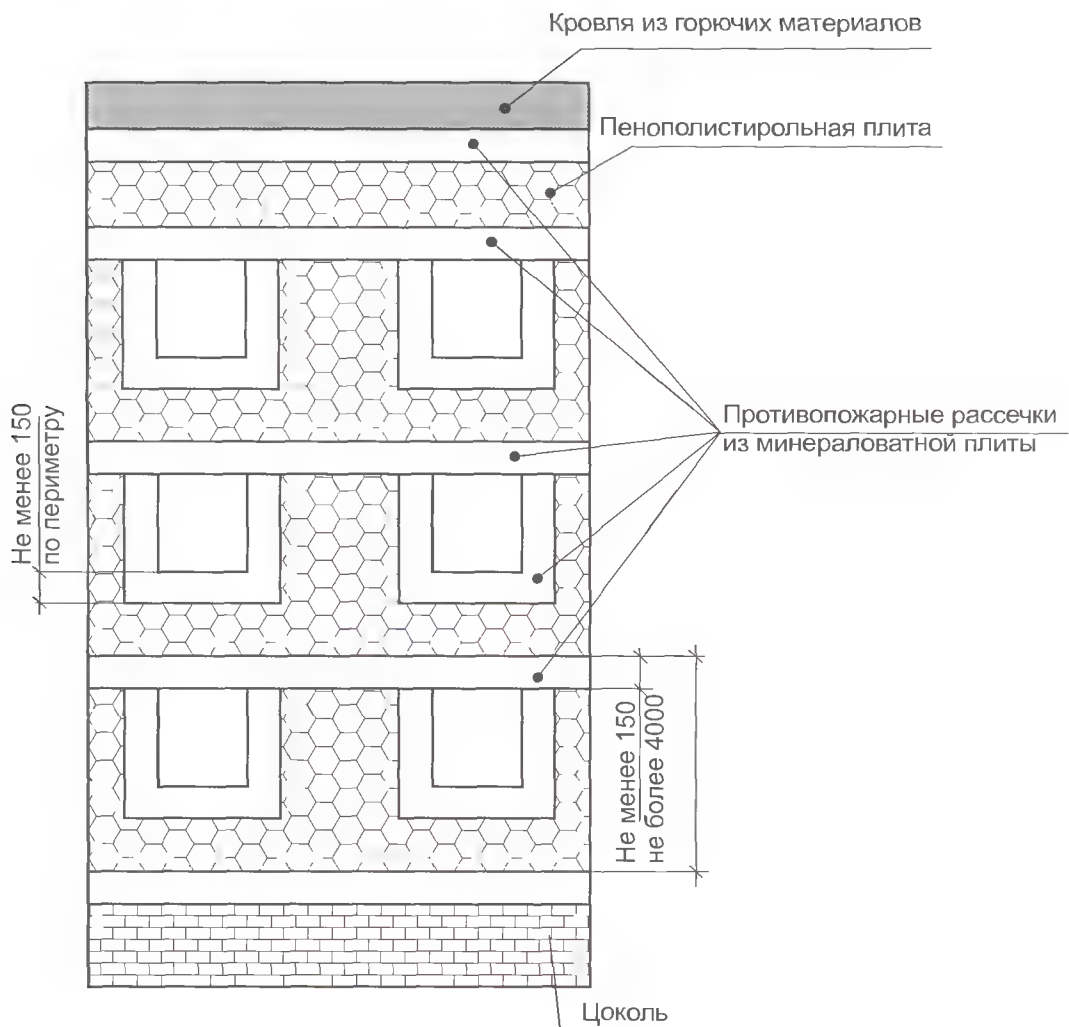


Рис. 6.3.16. Порядок расположения противопожарных рассечек «ЛАЭС-П»

«Технические правила производства наружной теплоизоляции зданий с тонкой штукатуркой»:

поверхность основания должна быть сухой, очищенной от грязи и пыли; старая штукатурка должна быть проверена простукиванием по всей поверхности, сбита в местах обнаружения пустот и восстановлена;

старое окрасочное покрытие должно быть исследовано на совместимость с клеем «ЛАЭС»; при несовместимости или когда химический состав старой краски неизвестен, ее необходимо полностью удалить (пескоструйная обработка, механическая очистка), жировые и ржавые пятна обработать специальными составами для нейтрализации;

влажность основания должна быть не более 5 %;

трещины, углубления и другие подобные дефекты должны быть тщательно очищены, зашпатлеваны или заново оштукатурены;

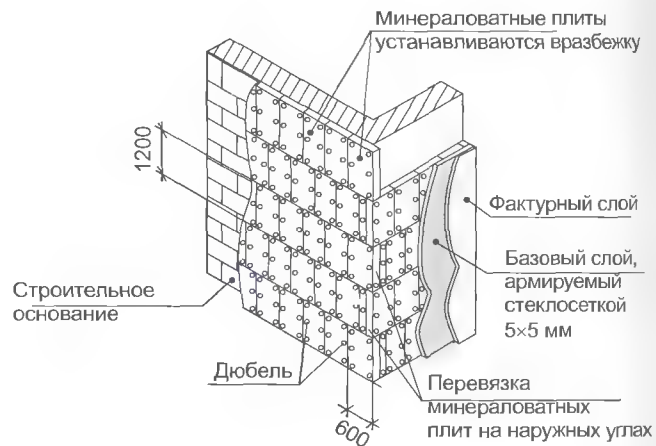


Рис. 6.3.17. Система наружной теплоизоляции фасадов с применением в качестве утеплителя минераловатных плит «ЛАЭС-М»

допускаемые отклонения поверхности основания при проверке двухметровой рейкой не более ± 10 мм;

число неровностей плавного очертания на длине 2 м — не более 2;

при наличии отклонений поверхности стен более 10 мм при проверке 2-метровой рейкой в горизонтальном и вертикальном направлениях или удалении рыхлой штукатурки без восстановления необходимо выполнить выравнивание поверхности приклеиванием полос-маяков или фрагментов из пенополистирола.

2. Крепление плит утеплителя к основанию

Для крепления плит утеплителя к основанию используется клей «ЛАЭС» и пластиковые дюбели со стальными стержнями.

Приготовление клея

Перемешать клеевой состав «ЛАЭС» № 5 в ведре миксером до однородности не менее 5 мм и разлить на два ведра поровну. Подготовить отдельно для каждого ведра портландцемент М400 (соотношение по объему — клеевой состав : цемент = 1:1). Не выключая миксер и не вынимая насадку из ведра, добавлять за раз по 3–4 мастерка цемента и размешивать до получения однородной массы. Так смешать весь подготовленный цемент.

Возможно добавление чистой водопроводной воды для регулирования вязкости и консистенции. Взбить клей для увеличения его эластичности и податливости в работе. В результате объем клея в ведре должен увеличиться до первоначального. Выдержать клей 15 минут до «созревания» и после этого еще раз тщательно перемешать. Готовый клей необходимо использовать в течение 2 часов.

Установка нижнего ряда плит утеплителя

На стене нужно обозначить нижний край системы или установить временные стартовые профили. Затем выше этого места на ширину 50 мм нанести клей и наклеить полосы обрамления из стеклосетки. Полосы стеклосетки должны приклеиваться внахлест между собой на 50 мм.

Ширина полосы обрамления: 50 мм под утеплитель плюс толщина утеплителя, плюс 50 мм сетки должно заходить на утеплитель с лицевой стороны.

Аналогично оклеиваются все места примыкания системы к цоколю, оконным и дверным проемам, кровле, вводам коммуникаций, температурным швам и любые другие «разрывы» системы утепления. Нижний ряд плит выровнять по горизонтали с помощью уровня и 2-метровой рейки.

В местах примыкания системы «ЛАЭС-П» к верхнему откосу проема ширина полосы обрамления из стеклосетки принимается из расчета: 50 мм под утеплитель плюс толщина утеплителя, плюс 200 мм сетки

должно заходить на утеплитель с лицевой стороны (150 мм — минераловатная рассечка плюс 50 мм на пенополистирольную плиту).

Приклеивание плит утеплителя

Плиты утеплителя должны устанавливаться снизу вверх с соблюдением правил перевязки: смещение швов по горизонтали не менее 80 мм, зубчатая перевязка на углах здания, обрамление оконных и иных проемов плитами с подогнанными по месту вырезами.

Торцы плит должны быть плотно состыкованы. Не допускается попадание клея на торцы. Отклонение от вертикали и горизонтали готовой поверхности должно быть не более ± 5 мм на 1 м при контроле 2-метровой рейкой.

Допускается обработка поверхности пенополистирольных плит для исправления дефектов, если это не приводит к нарушению целостности плиты. При этом необходимо сохранять расчетную толщину слоя утеплителя.

Подгонка минераловатных плит по толщине терками не допускается.

Способы нанесения клея на плиту утеплителя

Первый способ

Клей наносится на плиту по периметру полосой шириной около 50 мм и толщиной около 10 мм, отступив от края на 20 мм, и посередине 6–8 маяков — «куличиков» размером около 100 мм в диаметре и высотой не менее 10 мм.

Второй способ — полосовой

Клей наносится на плиту по периметру полосой шириной около 50 мм и толщиной около 10 мм, отступив от края на 20 мм, и посередине 6–8 полос шириной 50–80 мм, высотой около 10 мм и длиной 250 мм. Клей наносится гладилкой из нержавеющей стали с ровными краями.

Сразу после нанесения клея плиту нужно приклеить.

3. Установка дюбелей

Для установки дюбелей в стене высверливаются отверстия через плиту утеплителя.

Отверстие под дюбель должно быть на 10–15 мм глубже забиваемой части дюбеля. Дюбель в несущее основание забивается на 50–60 мм. Шляпка дюбеля должна утапливаться вровень с поверхностью плиты утеплителя.

Полосы из минераловатных плит, используемые в качестве противопожарных рассечек, закрепляются на изолируемой поверхности клеем и дюбелями независимо от основного слоя утеплителя. При приклеивании противопожарных рассечек клей наносится сплошным слоем толщиной не менее 2 мм. Между противопожарными рассечками и строительным основанием зазоры не допускаются.

4. Монтаж базового слоя (армирование утеплителя стеклосеткой)

После того как все плиты утеплителя установлены, закреплены дюбелями и выровнены, выполняется монтаж базового слоя. На наружных углах здания и на откосах проемов по периметру устанавливается угловая стеклосетка.

Свободные концы стеклосетки, оставленные в местах обрывов системы теплоизоляции, заггибаются наружу и приклеиваются поверх угловой сетки.

В цокольной части здания или на других ответственных участках по согласованию с проектной организацией может устанавливаться панцирная стеклосетка (антивандальное выполнение системы). Полотна панцирной стеклосетки наклеиваются стык между собой и к угловой сетке.

В углах оконных и дверных проемов должны устанавливаться диагонально расположенные отрезки стеклосетки под углом 45° размером не менее 280×330 мм. Сверху наклеиваются полотна стеклосетки для основной плоскости. Клей для этого должен наноситься на поверхность (строго по ширине полотна) ровным слоем толщиной не менее 2 мм. Сразу после нанесения клея нужно наложить стеклосетку и утопить ее в слое клея. Сетка должна располагаться в середине слоя клея и не выходить на поверхность.

Последующие полотна стеклосетки должны наклеиваться с нахлестом 50–100 мм. Для этого по краям сетки снять слой клея, в противном случае на этих местах окажется два слоя клея, что будет заметно после отделки. Аналогично поступать при перерывах в работе по приклеиванию стеклосетки.

5. Нанесение колерующей грунтовки

Колерующая грунтовка «ЛАЭС» применяется для цветовой подготовки базового слоя перед нанесением фактурного покрытия. Это необходимо при светлых цветах фактурного покрытия. Колерующую грунтовку наносят через 24 часа после монтажа базового слоя.

При необходимости колерующую грунтовку «ЛАЭС» можно наносить в два слоя.

Подготовка материала к работе

Перед началом работы содержимое ведра необходимо перемешать до полной однородности деревянной мешалкой вручную. Далее перемешивание нужно повторять перед каждым набором грунтовки из ведра. Любые добавки к материалу запрещаются. Использовать механические мешалки запрещается.

Нанесение материала

Грунтовку нужно наносить вручную — валиком (можно кистью) на основную плоскость, края и примыкания к смежным поверхностям нужно «отводить» кистью. Грунтовку нужно наносить за один технологический цикл, закрывая последовательно всю поверх-

ность без пропусков. Не допускать неравномерного высыхания.

Площадь нанесения разграничивать углами, архитектурными или конструктивными элементами.

6. Отделка фасада фактурными составами «ЛАЭС»

Фактурный состав наносится через 24 часа после нанесения колерующей грунтовки.

Подготовка фактурного состава к работе

Состав в ведре перемешать миксером до однородности массы и взбить (не менее 5 мин.).

В процессе перемешивания возможно добавление чистой водопроводной воды (но не более 200 мл на ведро) в зависимости от погодных условий (в сухую, ветреную и жаркую погоду), пористости и качества обрабатываемой поверхности. Воду нужно добавлять в равном количестве в ведра, необходимые для обработки всей плоскости, иначе может возникнуть разнооттеночность отдельных участков. После перемешивания состав пригоден к использованию в течение 2 часов. По прошествии этого времени перемешивание повторить без добавления воды.

Нанесение фактурного состава

Фактурный состав может наноситься вручную металлическими терками или распыляться пистолетом-распылителем. Наносить составы следует последовательно, закрывая всю поверхность, без пропусков. Каждый последующий «мазок» нанесенного состава должен перекрывать еще сырой предыдущий, не допуская неравномерного схватывания.

При нанесении вручную нужно выравнивать слой до минимально возможной толщины (по крупности зерна наполнителя) и сразу же, пока материал еще сырой (кроме «Классик Велюр», «Классик» и «Классик Корд»), выводить рисунок фактуры — затирать. При нанесении состава напылением поверхность не затирается.

Площадь обработки за один технологический прием (максимально возможные участки для работы без перерыва) нужно ограничивать углами, конструктивными или архитектурными элементами. При необходимости обрабатываемую поверхность можно ограничивать малярной лентой.

7. Герметизация стыков и установка отливов

Уплотнительные ленты или шнуры устанавливают одновременно с монтажом утеплителя в местах примыкания системы к цоколю, к оконным и дверным проемам, кровле, вводам коммуникаций, температурным швам и другим «разрывам» системы утепления.

Герметики наносятся через 24 часа после нанесения фактурных составов. При примыкании системы теплоизоляции к оконным проемам силиконовые герметики наносятся одновременно с установкой отливов.

Архитектурные элементы

При помощи легких накладных архитектурных элементов из пенополистирола можно решить вопросы по созданию (при новом строительстве) или воссозданию (при реконструкции) разнообразных архитектурных стилей. Накладные архитектурные элементы используются при отделке фасадов полимерминеральными составами «ЛАЭС» и при утеплении фасадов многослойными теплоизоляционными системами «ЛАЭС».

Архитектурные элементы изготавливаются методом терморезания на специализированном производстве. Конфигурация и размеры архитектурных элементов определяются заказчиком. На фасаде архитектурные элементы могут монтироваться из нескольких деталей, соединенных в единое целое по длине, ширине и толщине при помощи клея «ЛАЭС».

Для изготовления архитектурных элементов должен использоваться пенополистирол марки ПСБ-С-25.

Подготовка поверхности и монтаж архитектурных элементов производится в соответствии с «Регламентом крепления накладных архитектурных элементов из пенополистирола» ТР-11018049-009-2002.

Фактурные составы «ЛАЭС» № 1

Характеристика материала

Высококачественные фактурные составы «ЛАЭС» № 1 на основе 100%-ных акриловых сополимеров с добавлением природных кварцевых наполнителей изготавливаются в заводских условиях и имеют 124 стандартных и более 900 заказных цветов.

В зависимости от фактуры получаемого покрытия составы «ЛАЭС» № 1 выпускаются следующих марок: «Классик», «Классик Корд», «Классик Велюр», «Сахара», «Сахара Коралл», «Файн», «Суперфайн», «Бриз».

Составы не образуют токсичных соединений в воздухе, в воде и в почве. Готовое покрытие требует минимальных затрат по уходу: при загрязнении хорошо моется щетками мыльной водой или синтетическими моющими средствами.

Область применения

Применяются декоративно-защитные покрытия, позволяющие выполнять высококачественную и долговечную отделку фасадов и интерьеров при новом строительстве, ремонте и реконструкции старых зданий, а также в качестве финишного слоя в системах наружной теплоизоляции.

Составы наносятся на оштукатуренные и бетонные поверхности, кирпичную кладку, древесностружечные и древесноволокнистые плиты, гипсокартон, асбестоцементные листы, подготовленную фанеру и на многие другие поверхности.

Адгезионные составы «ЛАЭС» № 5

Характеристика материала

Полимерминеральный адгезионный состав (далее — клеевой) многоцелевого назначения «ЛАЭС» № 5 на основе 100%-ных акриловых сополимеров с добавлением природных кварцевых наполнителей изготавливается в заводских условиях. Клеевой состав не образует токсичных соединений в воздухе, в воде и в почве.

Клеевой состав в зависимости от фракции наполнителя выпускается следующих марок:

«Стандарт» — максимальная фракция наполнителя — 1,3 мм;

«Экстра» и «Люкс» — максимальная фракция наполнителя — 1,0 мм.

Клеевой состав «Люкс» рекомендуется применять для работы по минераловатной плите.

Область применения

Применяются:

для приклеивания к бетонным и кирпичным стенам (оштукатуренным и неоштукатуренным):

- утеплителя из пенополистирольных плит;
- утеплителя из минераловатных плит;
- архитектурных элементов из пенополистирола;

для приклеивания армирующей стеклосетки к кирпичным и бетонным стенам (оштукатуренным и неоштукатуренным), ДВП, ДСП, асбестоцементным листам и фанере, обработанной олифой, при подготовке под отделку фактурными составами «ЛАЭС»;

для армирования стеклосеткой утеплителя из пенополистирольных и минераловатных плит;

для выравнивания поверхности основания перед наклейкой плит утеплителя (путем приклеивания полос и вставок из пенополистирола).

Шпатлевочные составы

Характеристика материала

Полимерминеральные шпатлевочные составы многоцелевого назначения «ЛАЭС» № 6 и «ЛАЭС» № 7 на основе 100%-ных акриловых сополимеров с добавлением природных кварцевых наполнителей изготавливаются в заводских условиях. Составы не образуют токсичных соединений в воздухе, в воде и в почве.

Область применения

Шпатлевочный состав «ЛАЭС» № 6 (далее — шпатлевка) используется при нанесении сплошным слоем для исправления неровностей, заделки мелких трещин и раковин (глубиной до 3 мм) на поверхности основания, а также для заделки стыков асбестоцементных плит, ДВП, ДСП и фанеры.

Шпатлевочный состав «ЛАЭС» № 7 (далее — шпатлевка тонкая) используется для чистовой шпатлевки

под окраску составами «Суперфайн» и «Бриз», а также водоэмульсионными, водно-дисперсионными, акриловыми и акрилстирольными красками.

Грунтовочный состав «ЛАЭС» № 2 для подготовки и укрепления основания

Характеристика материала

Полимерминеральный грунтовочный состав «ЛАЭС» № 2 на основе акриловых сополимеров без наполнителей изготавливается в заводских условиях. Не образует токсичных соединений в воздухе, в воде и в почве.

Область применения

Применяется для подготовки и укрепления основания перед нанесением фактурного состава «ЛАЭС» № 1. Возможно использование в качестве грунтовочного состава под водоэмульсионные, водно-дисперсионные, акриловые и акрилстирольные краски.

Укрепляющая грунтовка наносится на оштукатуренные поверхности, кирпичную кладку, древесностружечные и древесноволокнистые плиты, гипсокартон, асбестоцементные листы. Не рекомендуется применять на глянцевых поверхностях, известковой штукатурке и побелке.

За счет хорошей проникающей способности укрепляет рыхлые поверхности, увеличивает прочность сцепления (адгезию) фактурных составов «ЛАЭС» № 1 с поверхностью.

Грунтовочный состав «ЛАЭС» № 3 для колеровки основания

Характеристика материала

Полимерминеральный грунтовочный состав «ЛАЭС» № 3 на основе акриловых сополимеров с мелкодисперсными природными кварцевыми наполнителями изготавливается в заводских условиях и имеет 124 стандартных и более 900 заказных цветов. Не образует токсичных соединений в воздухе, в воде и в почве.

Область применения

Применяется для подготовки и окрашивания поверхности перед нанесением фактурных составов «ЛАЭС» № 1.

Наносится на оштукатуренные и бетонные поверхности, кирпичную кладку, древесностружечные и древесноволокнистые плиты, гипсокартон, асбестоцементные листы и фанеру, обработанную олифой. Не рекомендуется применять на глянцевых поверхностях, известковой штукатурке и побелке.

Способствует выравниванию по цвету базового слоя в многослойных теплоизоляционных системах «ЛАЭС» и основания, укрепленного путем армирования стеклосеткой по клею «ЛАЭС» № 5. Упрощает достижение желаемого оттенка фактурного покрытия.

В зависимости от качества и первоначального цвета поверхности можно нанести один или два слоя колерующей грунтовки.

Колерующий состав «ЛАЭС» № 4 для фактурного покрытия

Характеристика материала

Полимерминеральный состав «ЛАЭС» № 4 на основе 100%-ных акриловых сополимеров с мелкодисперсными природными кварцевыми наполнителями изготавливается в заводских условиях и имеет 124 стандартных и более 900 заказных цветов. Не образует токсичных соединений в воздухе, в воде и в почве.

Область применения

Колерующий состав «ЛАЭС» № 4 хорошо ложится на рельеф фактуры (не скрывая и не изменяя его), не придает блеск поверхности. Не ухудшает технические характеристики фактурного покрытия.

В зависимости от первоначального цвета фактурного покрытия наносится в один или два слоя.

Общие указания при работе с материалами «ЛАЭС»

Работы выполняются круглогодично при температуре обрабатываемой поверхности и окружающего воздуха не ниже плюс 5 °С и не выше плюс 28 °С. В холодное время года поверхность фасада необходимо закрывать полиэтиленовой пленкой и устанавливать отопительные приборы с расчетом, чтобы круглые сутки поддерживать температуру под пленкой не ниже плюс 5 °С в процессе работы и на период формирования покрытия. Нельзя наносить составы на горячую, замерзшую и на неподготовленную поверхность.

Запрещается работать во время дождя и сильного тумана и нежелательно работать при прямом воздействии солнечных лучей на обрабатываемую поверхность. Необходимо защищать нанесенный материал в течение 24 часов от попадания капельной влаги.

Внутреннюю отделку составами «ЛАЭС» выполнять в хорошо проветриваемых помещениях. Поверхность к началу работы должна быть чистой и сухой.

При завершении работы и в перерывах ведро с составом обязательно плотно закрыть (материал приходит в негодность). Ведра хранить в закрытых помещениях при температуре воздуха не ниже плюс 5 °С и не выше плюс 28 °С вдали от отопительных приборов. Не подвергать воздействию прямых солнечных лучей.

Испытание качества «ЛАЭС»

Полимерминеральные отделочные составы «ЛАЭС», применяемые в системах теплоизоляции, прошли комплекс испытаний на морозостойкость, динамические и статические нагрузки, пожарную и санитарно-эпидемиологическую безопасность (см. табл. 6.3.2).

Основные показатели	Нормативный документ	Нормативное значение	Фактическое значение
Стойкость составов «ЛАЭС» № 1 и «ЛАЭС» № 4 к статическому воздействию жидкостей при температуре (20±2) °С (дистиллированная вода, 3%-ный раствор соляной кислоты, 3%-ный раствор гидроокиси натрия, 3%-ный раствор хлоридного натрия)	ТУ 5772-001-11018049-99	Не менее 7 суток не должно быть изменения цвета, внешнего вида и отслоения от подложки	Без изменений 7 суток
Морозостойкость составов «ЛАЭС» № 1, «ЛАЭС» № 3, «ЛАЭС» № 5	ТУ 5772-001-11018049-99	200 циклов не должно быть изменения цвета, внешнего вида и отслоения от подложки	Без изменений 200 циклов
Прочность сцепления при отрыве состава «ЛАЭС» № 1: с бетоном с раствором	ТУ 5772-001-11018049-99	Не менее 1,5 МПа	1,57 МПа 1,52 МПа
Прочность сцепления при отрыве состава «ЛАЭС» № 5: с бетоном с раствором с кирпичом	ТУ 5772-001-11018049-99	Не менее 1,5 МПа	1,66 МПа 1,52 МПа 1,59 МПа
Прочность сцепления состава «ЛАЭС» № 5 при сдвиге: с бетоном с раствором с кирпичом	ТУ 5772-001-11018049-99	Не менее 2,0 МПа	2,1 МПа 2,1 МПа 2,3 МПа
Стойкость к ударным воздействиям составов «ЛАЭС» № 1 «ЛАЭС» № 5	ТУ 5772-001-11018049-99	Не менее 10 Дж	10 Дж 10 Дж
Испытание составов на горючесть	ГОСТ 30244 ГОСТ 30402 ГОСТ 12.1.044 ГОСТ 12.1.044	Слабогорючий материал Трудновоспламеняемый С умеренной дымообразующей способностью Малоопасный материал по токсичности	Г1 В1 Д2 Т1
Огневые испытания	ГОСТ 31251-2003 «Конструкции строительные. Методы определения пожарной опасности. Стены наружные с внешней стороны».	Критерии оценки образца фасадной системы: – наличие теплового эффекта от горения или термического разложения материалов образца; – возникновение вторичных источников загорания; – обрушение хотя бы одного элемента конструкции массой более 1 кг и более; – «повреждения» материалов по высоте образца	0,49 и 0 % соответственно нет нет нет

Утепление стен снаружи напылением пенополиуретана (ППУ)

Поверхность фасада должна быть очищена от отслоившейся плитки или другого отделочного слоя и промыта щетками с применением моющих средств. Для обезжиривания поверхности рекомендуется применять грунт ГФ-32, который наносится набрызгом из пистолета-распылителя тонким слоем на поверхность напыляемой конструкции.

Сочетание высокой механической прочности и адгезии обеспечивает механическое упрочнение элементов и конструкций с ППУ, что позволяет использовать как конструктивные, так и неконструктивные строительные материалы. При этом обеспечивается высокая тепло-, холодо- и влагозащита конструкции или помещения. ППУ может наноситься на внутренние или наружные поверхности из дерева, бетона, фанеры, шифера, металла и др. При этом закрытопористая структура пенопласта и пленка, образующаяся на его поверхности при напылении, защищает более глубокие слои ППУ, а следовательно, и изделие (поверхность) от действия погодных факторов.

Технология получения ППУ-17Н (табл. 6.3.3) сводится к следующим операциям. Приготовленные согласно рецептуре жидкие слои исходных компонентов перемешивают и наносят методом напыления на поверхность конструкции; происходит быстрое вспенивание и отвердевание пенопласта; продолжительность отвердевания очень невелика — от 5 до 10 мин., хотя окончательные свойства пенопласт приобретает через 7–14 суток. Напыление и заливку производят с помощью установок «Пена-1» и «Пена-9», разработанных ВНИИСС г. Владимира по двухкомпонентной схеме. Производительность этих установок составляет 3–4 кг/мин., что соответствует приблизительно 60–80 м²/ч. Эти установки состоят из дозирующего устройства, напылительного пистолета (пистолета-распылителя) расходных емкостей и электропульта управления. Все узлы, за исключением пистолета-распылителя, смонтированы на тележке.

Сущность процесса напыления ППУ сводится к следующему. Жидкие исходные — полиэфирная и изоцианатная композиция — равномерно, в строго определенном соотношении, подаются к напылительному пистолету, который обеспечивает их смешение, транспортирование и распыление, в результате чего они покрывают обрабатываемую поверхность слоем заданной толщины.

Перемещение компонентов, транспортирование и распыление осуществляются за счет кинетической энергии сжатого воздуха, подаваемого в пистолет-распылитель. После вспенивания толщина нанесения слоя увеличивается приблизительно в 5–10 раз, и он окончательно отвердевает. При напылении пенопласт

ты равномерно распределяются по фасонным и кривым поверхностям. Для крепления пенополиуретанов к напыляемой поверхности не требуется клеев.

Слои наносятся за несколько проходов, толщина каждого слоя равна 10–20 мм.

При напылении важным условием является напыление скосов оконных и дверных переплетов, для чего в коробке на ширину откоса необходимо установить опалубочную доску, которая снимается сразу же после напыления, чтобы получилась ровная поверхность. На качество напыляемого слоя влияют наклон и длина факела напыления. Для надежной заделки швов, трещин, щелей, оконных откосов сопло пистолета должно быть заведено в отверстие.

Для проведения ремонта стыковых соединений стык должен быть тщательно расчищен, все неуплотнительные воздухо- и водозащитные материалы из стыка удаляются. Напыление следует производить за один раз; при этом сопло пистолета должно быть заведено в стык как можно глубже, чтобы не получилось пустот.

Если при нанесении получился слишком толстый слой, его следует срезать.

Характеристика применяемых материалов

Характеристика	ППУ 17Н	Рипор
Плотность, кг/м ³	40–70	40–70
Предел прочности при сжатии, кг/см ²	2,0	2,5
Температура размягчения, °С	90	180
Структура пор	Замкнутая	90–98 % закрытые поры
Водопоглощение за 24 часа	0,2	0,1
Горючесть	Самозатухающий	Самозатухающий
Антипирин	—	Трихлорэтилфосфат
Порозаполнение	—	Инертный газ фреон с CO ₂
Коэффициент теплопроводности, ккал/м·ч·град	0,35	0,35
Коррозионные явления	Могут выполнять роль антикоррозийного покрытия	
Рекомендуемая область применения	Тепло- и звукоизоляция, конструктивный и герметизационный материал в кораблестроении, вагоно- и машиностроении, строительстве и холодильной технике	

Для восприятия температурных и других деформаций примерно через два этажа по горизонтали следует прорезать швы толщиной в 10–15 мм на глубину утепления. Швы после отвердевания пенополиуретана заделать тиоколовым герметиком.

Разновидностью пенополиуретана является рипор. Технология нанесения рипора такая же. Установка для нанесения рипора УНПП состоит из агрегата подготовки и дозирования компонентов, штатива для подвески шлангов и пистолета-инъектора, которым производится напыление.

После окончания утепления обязательно покрытие поверхности фасада гидрофобными составами или красками на основе кремнийорганических составов.

12.3 Стыковые соединения

К стыку наружной стены относится часть конструкции стены, находящаяся между смежными элементами (наружными стеновыми панелями; наружными стеновыми панелями и перекрытиями; плитами балконов и лоджий; наружными и внутренними стеновыми панелями) и включающая примыкающие поверхности элементов, объединяемых в единую конструкцию.

Стыки могут быть утепленными и неутепленными. К утепленным относятся стыки, имеющие зону теплоизоляции.

В зависимости от способа воздуховодооградительных качеств стыки подразделяются на закрытые и открытые. Открытые стыки могут быть дренированные и недренированные.

В закрытых стыках воздухооградительные качества обеспечивает один основной элемент. В открытых — два основных элемента, из которых один обеспечивает воздухоограду, другой — влагоограду.

Дренированный стык — это открытый стык, в котором конструкция основной или резервной зоны водоизоляции выполнена так, что имеется возможность попадания влаги внутрь этих зон и обеспечивается ее вывод наружу с помощью дренажных каналов.

Примеры конструктивных решений стыков по сериям приведены на рис. 6.3.20.

Ремонт закрытых стыков осуществляется в соответствии с «Руководством по герметизации стыков наружных стен» (ОНИ ЛНИИ АКХ, 1976 г.), «Рекомендациями по устранению протечек и промерзаний в крупнопанельных домах с закрытыми стыками» (МНИИ-ТЭП, 1976 г.).

При ремонте открытых стыков следует руководствоваться «Рекомендациями по устранению дождевых протечек и промерзаний в крупнопанельных домах с открытыми стыками серий П-42/6, П-43/16 и П-30/12» (МНИИ-ТЭП, 1980 г.); «Указаниями по герметизации стыков при ремонте полносборных жилых зданий мастикой АМ-0,5 и армогерметиками» БСН-13-93 (ГМЖУ, 1983 г.).

Ремонт стыков может выполняться с предварительной их расчисткой и без расчистки — в зависимости от их состояния.

Работы по ремонту и укреплению стыков следует выполнять в теплое время года в сухую погоду.

Стыковые соединения должны утепляться и изолироваться в следующих случаях:

- при температуре их внутренней поверхности ниже допустимой;
- сквозная воздухопроницаемость превышает допустимую;
- при наличии водопроницаемости стыков (протечки).

Работы по ремонту стыков должны выполняться с применением полимерных герметизирующих и уплотняющих материалов.

Все материалы, применяемые для изоляции стыков, должны отвечать требованиям действующих нормативных документов (ГОСТов, ТУ).

Запрещается применять указанные материалы в условиях, отличающихся от рекомендованных, а также не проверенные в строительстве новые виды материалов без разрешения ведущей организации в отрасли.

Работам по изоляции ремонтируемых стыков должны предшествовать:

- ремонт наружных и боковых поверхностей стеновых панелей;
- просушка влажных стыков, участков стен или потолков со стороны жилых помещений;
- удаление существующего поврежденного герметика из ремонтируемого стыка;
- удаление поврежденных уплотняющих прокладок.

При ремонте производится расчистка снаружи полости ремонтируемого стыка на глубину до 50 мм. При этом обязательному удалению подлежат герметизируемые мастики и поврежденные уплотняющие прокладки.

После этого в стык устанавливается новая уплотняющая прокладка.

Уплотняющие прокладки, устанавливаемые заново в стыках, должны быть обжаты на 20–25 % диаметра (ширины) их поперечного сечения, для чего указанные размеры устанавливаемых в стыки прокладок следует выбирать так, чтобы они превышали ширину стыкового зазора не менее чем на 25 %.

Уплотняющие прокладки следует устанавливать в устьях стыков насухо, без обмазки клеем. Заведение прокладок следует производить с помощью закругленной деревянной лопатки.

Соединять прокладки по длине необходимо «на ус». Устья стыков в местах нанесения герметизирующих мастик должны быть сухими и чистыми. Формы и размеры мастичного шва в зависимости от типа применяемой мастики показаны на рис. 6.3.21.

Нетвердеющие мастики следует укладывать в устье стыка без разрывов и наплывов с помощью электрогерметизаторов типа «Шмель» и «Стык».

Отверждающие мастики следует наносить в устье стыка с помощью пневматических или ручных шприцев либо шпателями.

Герметизация стыков

Герметизацию стыков большой ширины необходимо выполнять в два-три приема: сначала вдоль граней стыкуемых панелей, а затем посередине (рис. 6.3.18, 6.3.19).

После укладки слой мастики с помощью деревянной расшивки, смоченной в воде или мыльном растворе, следует разровнять и придать его поверхности форму.

При наличии неповрежденного цементно-песчаного основания допускается нанесение отверждающих мастик в виде пленочного покрытия поверх предварительно наклеенного компенсирующего слоя полимерной ленты шириной 22–40 мм. Толщина наносимого слоя покрытия должна составлять 2–3 мм и заходить на поверхности смежных панелей не менее чем на 30 мм. Ширина пленочного покрытия должна составлять 110 мм (по 55 мм от оси стыка).

Запрещается: наносить отверждающие мастики кистью; наносить герметизирующие мастики на пыльные и влажные поверхности, а также при смешении составляющих двухкомпонентных отверждающих мастик изменять соотношение компонентов, указанное в паспорте на материал, или добавлять в них растворители.

Для защиты герметизирующих мастик от атмосферно-климатических воздействий рекомендуется применять следующие покрытия: полимерцементные растворы, ПВХ, бутадиенстирольные и кумаронокаучуковые краски. В стыках панелей цокольных и первых этажей могут использоваться только полимерцементные растворы М100.

Наносить защитные покрытия на нетвердеющие мастики можно непосредственно после герметизации

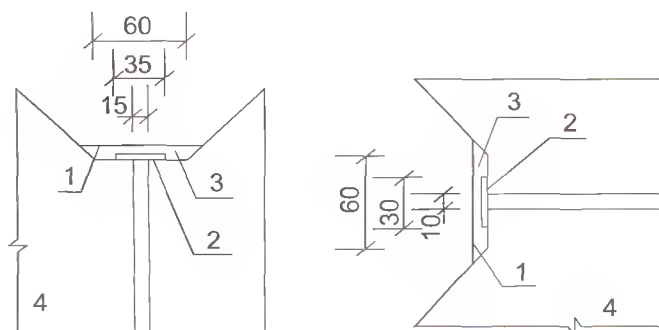


Рис. 6.3.18.

1 — тиоловый герметик $d = 2,5$ мм; 2 — полиэтиленовая лента; 3 — цементно-песчаный раствор; 4 — стеновая наружная панель

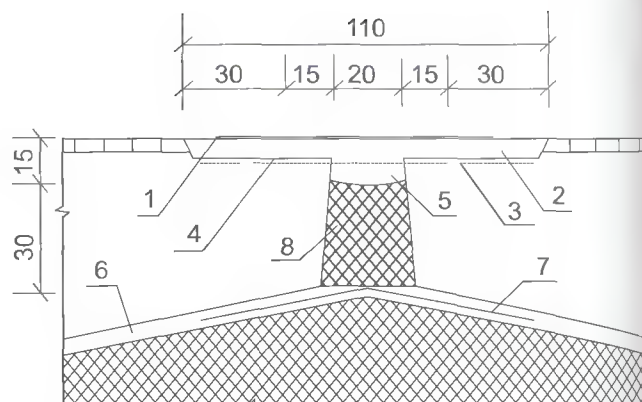


Рис. 6.3.19.

1 — алюминиевая или цементно-перхлорвиниловая краска; 2 — тиоловый герметик; 3 — полиэтиленовая техническая лента, приклеенная на фаски стыка с отступлением от его устья на 10 мм; 4 — обезжиренная подготовка поверхности фасок стыка ацетоном или этилацетоном; 5 — сохраняемая защитная цементно-песчаная заделка устья стыка; 6 — утепляющий пакет; 7 — рубероид; 8 — заполнение полости стыка (гернит, пароизол или цементно-песчаный раствор)

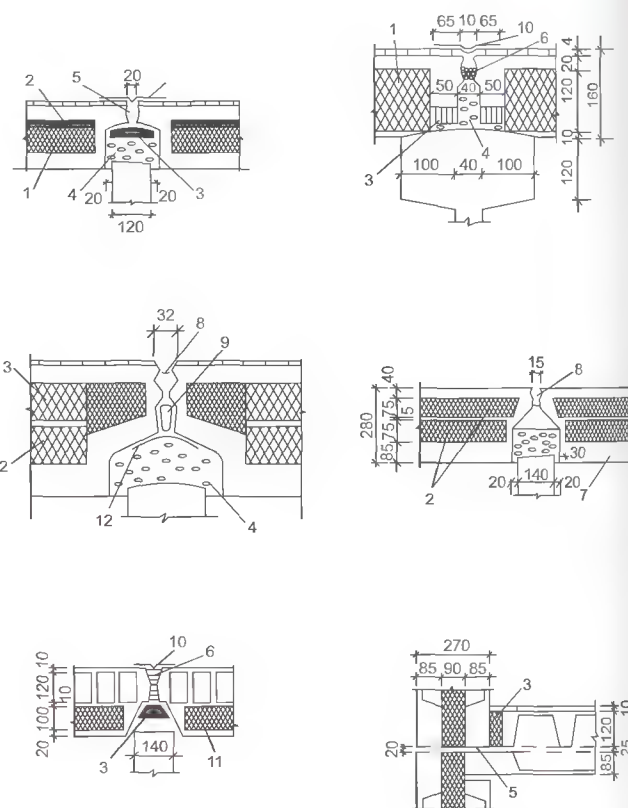


Рис. 6.3.20. Примеры конструктивных решений стыков крупнопанельных зданий различных серий:

1 — минераловатные плиты; 2 — цементный фибролит; 3 — пенополистирол; 4 — керамзитобетон; 5 — цементно-песчаный раствор; 6 — смоляная пакля; 7 — железобетон; 8 — водозащитная лента; 9 — гернит; 10 — тиоловая мастика; 11 — пенокералит; 12 — рубероид

Утепление и ремонт стыков открытого типа

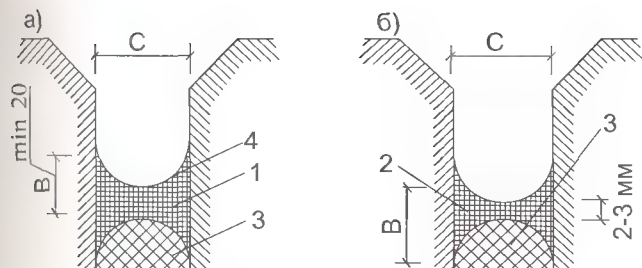


Рис. 6.3.21. Формы и размеры мастичного шва при различных типах герметизирующих мастик:

а — при нетвердеющих мастиках; б — при отверждающихся мастиках;
1, 2 — герметизирующие мастики; 3 — уплотняющая прокладка;
4 — защитное покрытие

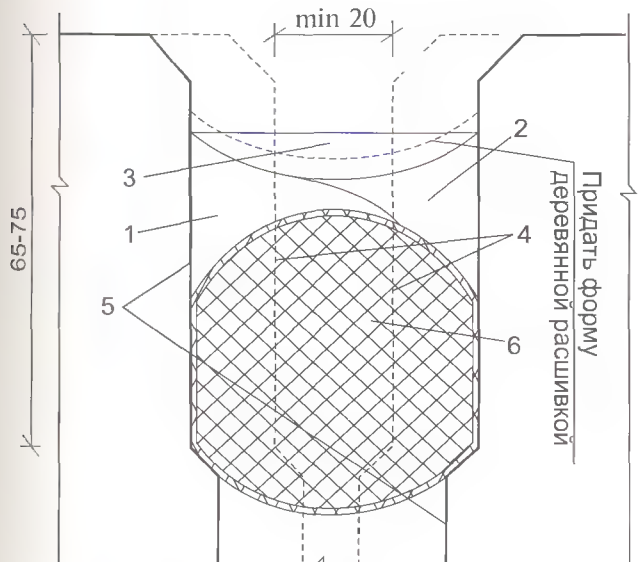


Рис. 6.3.22. Герметизация стыков большой ширины:

1—3 — последовательность нанесения герметизирующей мастики;
4 — положение стыкуемых граней панелей при номинальной ширине
стыка; 5 — то же; 6 — уплотняющая прокладка

стыков, на отверждающие мастики — после отверде-
ния, но не ранее чем через сутки после герметизации
стыков.

Запрещается: применять в качестве защитного
слоя цементно-песчаный раствор, а также заполнять
устье стыка полимерцементным раствором.

Расположение изолирующих материалов в устьях
стыков даны на рис. 6.3.20–6.3.22.

При ремонте и утеплении деформированных сты-
ков следует восстановить их герметизацию (анало-
гично ремонту закрытых стыков с введением в стык
пористой резиновой прокладки и герметика), предва-
рительно проверив приклейку водоотводящих фарту-
ков, и расчистить дренажные отверстия. Дренажное
отверстие шириной 50–60 мм (по 25–30 мм в каж-
дую сторону от оси вертикального стыка) должно раз-
мещаться в зоне пересечения вертикального и гори-
зонтального стыков. Для этого в заполнении стыков
должны быть устроены соответствующие разрывы.

При обнаружении повышенной сквозной воздухо-
проницаемости горизонтального открытого стыка сле-
дует удалить плинтус, произвести оклеечную изоля-
цию дефектного сопряжения со стороны помещения.

Оклейку следует выполнять с применением воз-
духозащитных лент, после чего установить плинтус
в проектное положение.

При наличии протечек или промерзаний в зоне
открытых стыков произвести герметизацию, превратив
их в стыки дренированного типа аналогично пока-
занному на рис. 6.3.23–6.3.25.

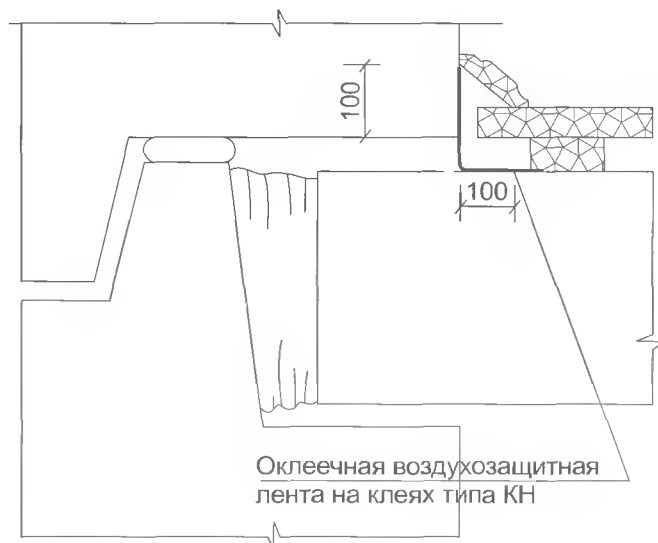


Рис. 6.3.23. Деталь горизонтального стыка

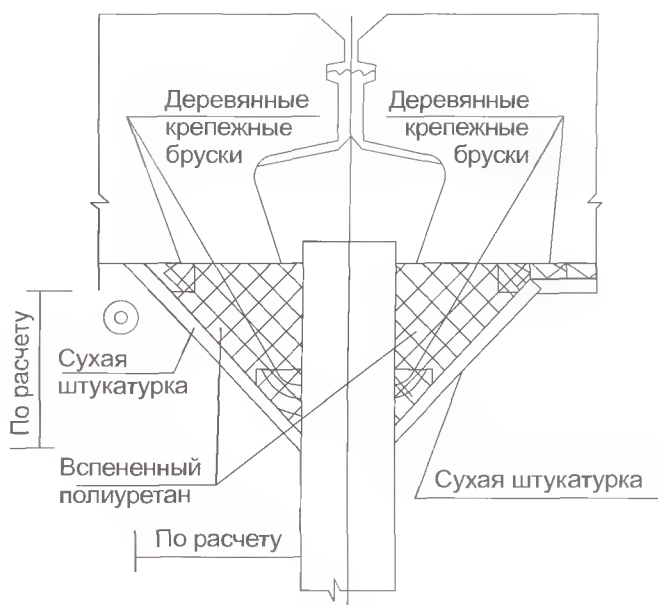


Рис. 6.3.24. Деталь вертикального стыка

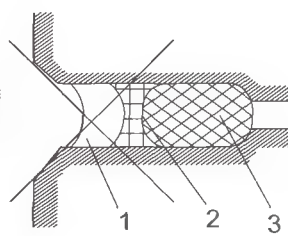
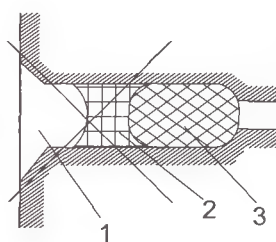
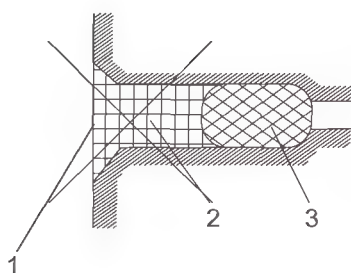
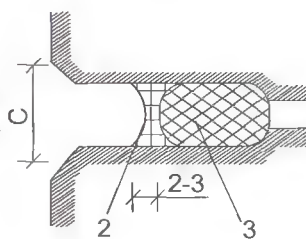
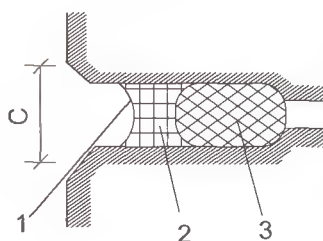
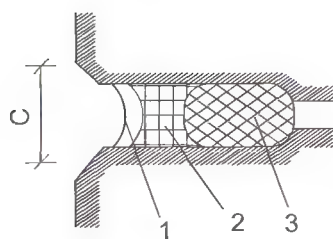
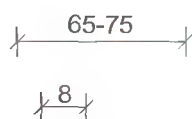
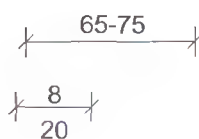
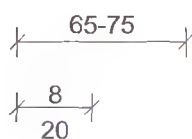
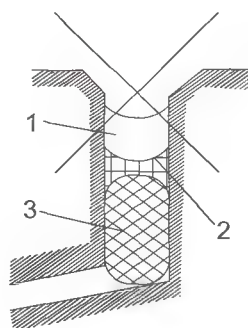
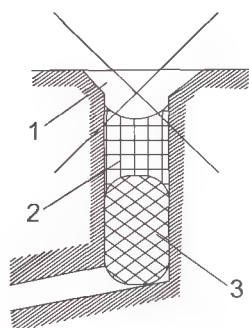
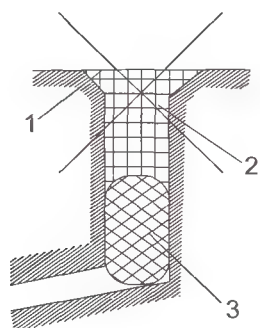
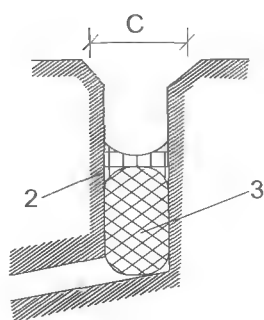
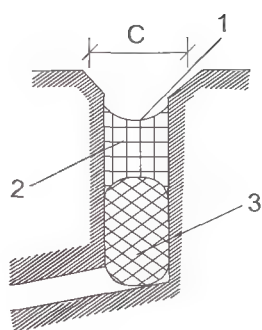
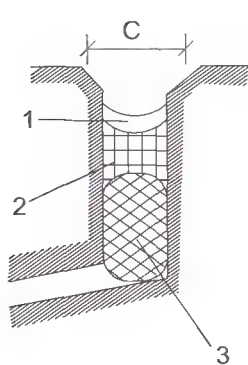


Рис. 6.3.25.

1 — защитное покрытие; 2 — герметизирующая мастика; 3 — уплотняющая прокладка

Современные окна

Современные технологии изготовления и монтажа окон позволяют полностью избавиться от сквозняков и компенсировать теплопотери. Современное окно по-прежнему состоит из рам, стекла и фурнитуры, но это совершенно новая конструкция, к которой предъявляются самые высокие требования.

Во-первых, оно должно герметично закрываться, обладать низкой теплопроводностью и высокой звукоизоляцией. Во-вторых, быть надежным, долговечным и простым в эксплуатации, а также иметь высокие эстетические качества.

Для изготовления рам современного окна используется пластик, дерево, алюминий или комбинация из этих материалов.

Деревянные окна имеют отличные показатели по прочности и изоляции, а специальная обработка надежно защищает древесину и делает ее долговечной. Дерево, как натуральный материал, является недешевой продукцией. Окна из ПВХ занимают прочные позиции благодаря целому ряду достоинств. Пластиковые окна герметичны, обладают прекрасными теплозащитными и звукоизоляционными свойствами. Они не требуют покраски и ремонта в процессе эксплуатации, а благодаря высокой пластичности ПВХ-профиль способен принимать практически любые конфигурации.

Окна из обычного алюминиевого профиля практически не держат тепло. Более практичен комбинированный профиль: снаружи — алюминий, с внутренней стороны — дерево или пластик. Кроме того, при изготовлении окон и дверей из алюминиевого профиля используются системы «теплых» профилей. Но такие окна довольно дороги. Тем не менее алюминиевый профиль — лучшее решение для остекления больших площадей, лоджий, балконов и сложных конструкций зимних садов [14].

Современное окно может иметь самые разные формы: от прямоугольной, круглой, треугольной до сложных прочных конструкций.

Значительно расширился диапазон возможностей открывания окон по сравнению с общим поворотным вариантом открывания.

Основные способы открывания окон:

- поворотные (открывание наружу или внутрь);
- откидные (с верхним или нижним подвесом);
- поворотно-откидные;
- подвесные (с поворотом вокруг верхней крайней оси);
- горизонтально-раздвижные;
- подъемно-раздвижные;
- глухие (неоткрывающиеся).

Как для нового строительства, так и для реконструкции требуются различные цветовые решения окон. Производители окон предлагают широкий выбор цвета от однотонных до различных декоров под дерево.

Окна любой конструкции состоят из:

- оконного блока, выполненного из различных материалов;
- фурнитуры для различного типа открывания окна;
- стеклопакета;
- уплотняющих прокладок, герметизирующих стыки;
- дополнительных элементов (сливы, накладки, откосы и т. д.).

На окна могут устанавливаться системы микроветилиации, москитные сетки, жалюзи, ставни и другие аксессуары.

По количеству створок окна могут быть одинарными, спаренными, отдельными, отдельно-спаренными. Раздельно-спаренные оконные блоки представляют собой комбинацию окон со спаренными и отдельными створками, причем наружные створки у таких окон — одинарные, а внутренние — спаренные.

Неотъемлемой составной частью современного окна является стеклопакет, который состоит из двух или нескольких стекол, герметично соединенных по контуру и разделенных между собой воздушной или заполненной инертным газом прослойкой. Стеклопакеты собираются из обычных и энергосберегающих стекол, уменьшающих теплопотери. Дополнительные теплоизолирующие свойства энергосберегающих стекол связаны с нанесением на стекло специального покрытия, которое обеспечивает прохождение в помещение солнечной энергии и одновременно препятствует выходу из него длинноволнового теплового излучения от отопительных приборов.

В зависимости от применения различных видов стекол и пленок с теплоотражающими покрытиями, а также различных межстекольных расстояний и составов газового наполнения можно получать стеклопакеты с требуемыми теплотехническими характеристиками.

Требования к современным окнам

К современным окнам предъявляются повышенные требования, соответствующие современному уровню жизни и нормативным документам по энергосбережению. Окна должны пропускать в помещение достаточное количество света, обеспечивать проветривание помещений, а также защищать от температурных воздействий, шума, осадков и пыли. При этом окна должны быть долговечными, удобными и надежными в эксплуатации.

Для определения соответствия предлагаемого производителем окна необходимо сопоставить технические характеристики изделия или системы с требованиями нормативных документов и проектным решением.

Сложность этого вопроса заключается в том, что зарубежные производители окон оперируют в своих буклетах техническими параметрами, выраженными в единицах измерения по нормативам, принятым в своих странах. В связи с этим заказчику при выборе окна необходимо оперировать только теми техническими параметрами окон, которые содержатся в сертификатах соответствия системы ГОСТ Р и подтверждены испытаниями в аккредитованных Госстроем России лабораториях.

Теплопотери через окна составляют 20–30 % от общих потерь тепла здания, и поэтому параметры, характеризующие теплоизоляционные свойства окна, являются одними из важных технических характеристик при выборе конструкции и типа окна.

Документы, содержащие требования к окнам:

- СНиП 2.08.02-89* «Общественные здания и сооружения»;
- СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»;
- СНиП 23-01-99 «Строительная климатология»;
- СНиП 2.04.05-91* «Отопление, вентиляция и кондиционирование»;
- СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий»;
- СНиП 2.08.01-89* «Жилые здания» и др.

Сравнительный анализ типов окон

Эксплуатационные характеристики готовой конструкции окна во многом зависят от качества профиля, поэтому к его выбору следует отнестись серьезно.

Необходимо обратить внимание на многокамерность профиля, толщину его стенок, эстетичность внешнего вида, на непрерывность уплотнителей по периметру рамы и створок, конфигурацию металлического усилителя внутри профиля. Используемые для производства окон профили из металла, пластика и дерева имеют свои особенности, достоинства и недостатки, и только зная их, можно сделать правильный выбор окна.

Деревянные окна обеспечивают высокую степень звуко- и теплоизоляции, а также комфортную температуру воздуха в помещении. Для изготовления современного деревянного окна используется фурнитура, позволяющая иметь любые варианты открывания, стеклопакеты и уплотняющие профили, повышающие звуко- и теплоизоляционные свойства окна.

К достоинствам окон из дерева можно отнести:

- низкая звуко- и теплопроводность;
- морозоустойчивость;

- экологичность;
- высокая прочность;
- хороший внешний вид натурального дерева.

Недостатками деревянных окон являются:

- подверженность гниению и поражению микроорганизмами;
- гигроскопичность (зависимость от влажности);
- горючесть;
- наличие в древесине изъянов в виде трещин, сучков и т. п.;
- высокая стоимость.

Большое значение при выборе деревянного окна имеют: внешняя красота окна и чистота обработки его поверхности, цветовые нюансы различных пород древесины. Только современные технологии и высокий уровень производства позволяют добиться высокого качества обработки поверхностей, а это гарантия высокого качества в целом.

Высокое качество деревянных окон определяется качественным исходным материалом: древесиной; соблюдением необходимой технологии сушки; обработкой (пропиткой) древесины современными материалами и технологиями; применением высококачественных стеклопакетов, фурнитуры и уплотнителей.

Поливинилхлорид (ПВХ) — вид синтетического полимера, который составляет достойную конкуренцию природным материалам за счет заранее заданных потребительских свойств. ПВХ не подвержен гниению, разрушению и коррозии. Устойчив к атмосферным воздействиям, герметичен, не требует дополнительной отделки, имеет высокие показатели по тепло- и звукоизоляции, абсолютно безвреден.

Все внутреннее пространство профиля ПВХ заполнено поперечными перемычками, которые служат ребрами жесткости. Эти перегородки образуют множество отсеков, заполненных воздухом. Именно эти воздушные камеры определяют теплоизолирующие свойства профиля. Кроме того, камеры армируются металлическим усилением, которое повышает сопротивляемость изделия статическим нагрузкам.

К недостаткам пластиковых окон можно отнести сложность ремонта в случае их повреждения, большую зависимость качества работы окна от правильной сборки и монтажа.

Традиционно считается, что ПВХ-профиль немецкого производства является наиболее подходящим для изготовления пластиковых окон. Для этого профиля характерны: многокамерная система; толщина стенок не менее 3 мм; крепление фурнитуры через две стенки, обеспечивающее особую прочность; замкнутый металлический усилитель и т. д.

Выбирая окно из ПВХ-профиля, необходимо помнить, что конечным результатом является окно, установленное на вашем объекте. Высокое качество пластиковых окон складывается из качественных элементов самого окна (профиля, фурнитуры, уплотнителей,

стекло и стеклопакетов), качественной сборки и качественным монтажом.

Прежде всего следует обращать внимание на наличие у фирм-производителей сертификатов соответствия ГОСТ Р на все комплектующие элементы окна. Помимо технических показателей ПВХ-профилей, важным является наличие у фирм-производителей технической, консультационной и сервисной служб. Одновременно с этим необходимо обратить внимание на качество установки окон: есть ли у фирмы специалисты-монтажники, прошедшие обучение у западных партнеров и имеющие определенный опыт работы?

Качественное пластиковое окно — это высокотехнологичное производство.

Основной областью применения окон из алюминия являются объекты промышленности и общественные здания и сооружения. Применение алюминиевых рам целесообразно при изготовлении окон больших размеров, витражей и остекленных балконов.

Преимуществом алюминиевых окон являются:

- неограниченный срок службы;
- высокая прочность;
- устойчивость к воздействиям окружающей среды;
- лучшая ремонтнопригодность среди других видов окон;
- возможность изготовления окон больших размеров и любых форм.

Наряду с преимуществами алюминиевый профиль имеет недостатки, такие как:

- высокая стоимость (в 2–3 раза дороже, чем ПВХ-профиль);
- возможность электролитических реакций (электрокоррозия) при контакте с другими металлами, особенно с медью.

Алюминий обладает высокой теплопроводностью, поэтому выпускаемый профиль имеет два вида — «холодный» и «теплый».

«Холодный» профиль без изолирующей термовставки применяется при изготовлении окон для неотапливаемых объектов или отапливаемых внутренних помещений.

«Теплый» профиль с термоизолирующей вставкой применяется при изготовлении окон и дверей для отапливаемых жилых и нежилых помещений.

Основными системами «холодных» и «теплых» профилей являются: система оконного профиля; система дверного профиля; фасадная (витражная) система.

Стекло и стеклопакеты

Основным применением стекол является их использование в составе стеклопакетов, теплосберегающие свойства которых во многом определяются параметрами покрытия на стекле. Специальное покрытие энергосберегающего стекла обеспечивает прохождение в помещение коротковолнового солнечного

излучения и препятствует выходу из помещения длинноволнового теплового излучения от отопительных приборов.

В зависимости от типа покрытия стекла теплопроводность стеклопакета меняется, такую зависимость можно увидеть в табл. 6.3.4 [14].

Сравнительные характеристики стеклопакетов в зависимости от типа стекол различных фирм (стеклопакеты 4-16-4 с межстекольным заполнением аргоном)

Фирма — изготовитель стекла	Применяемое теплосберегающее стекло	Светопропускание $\tau_{\text{с/п}}$, %	Отражение $\rho_{\text{с/п}}$, %	α -фактор с/п	DIN с/п K , $\text{Вт/м}^2\text{K}$
	Float-float	87	10	0,9	2,8
K-стекло					
Sanko	Sanko Select	72	11	0,52	1,7
Saint Gobein	Ecoplus	69	18	0,7	1,9
Isolar	Neutralux	76	—	0,57	1,8
Lux Guard	4-12-4 Low-E=2	76	10	0,36	1,7
PPG	Diatherm	79	11	—	1,8
Gloverbel	Planibel	—	—	—	1,7
FlashGlas AG	K-Glas ^R	76	19	—	1,9
I-стекло					
Isolar glas	Neutralux	76	—	0,57	1,1
Interpane	Iplus neutral R	76	—	0,58	1,1
Lux Guard	Super natural	76	12	0,32	1,2
Vegla	Climaplus ^R	72	11	0,62	1,2
Sanko	Sanko Select	72	11	—	1,0

K-стекло — это энергосберегающее стекло, на поверхность которого методом химической реакции при высокой температуре наносится тонкий слой из окислов металлов InSnO_2 . Этот слой является прозрачным и обладает электропроводностью, которая напрямую связана с излучательной способностью поверхности. Излучательная способность обычного стекла составляет 0,84, а K-стекла — примерно 0,2.

I-стекло производится вакуумным напылением и представляет собой трехслойную структуру из слоев серебра диэлектрика.

Из табл. 6.3.4 наглядно видно, что теплоизолирующие свойства у I-стекла значительно выше, чем у К-стекла, а стоимость их примерно одинакова.

Учитывая низкую абразивную стойкость этих покрытий при изготовлении стеклопакетов с применением энергосберегающих стекол, они устанавливаются покрытием внутрь стеклопакета.

Для придания специальных свойств стеклу часто применяют различные защитные пленки, представляющие собой многослойную систему, сочетающую прочный к давлению клей и упругий слой полиэстера. Пленка наклеивается непосредственно на поверхность стекла. Пленки выпускаются как бесцветные, так и с различными цветовыми оттенками. Основными функциями защитных пленок являются: укрепление стекла; безосколочность; теплосбережение; солнцезащита; тонирование; защита информации.

Стеклопакет — это отдельный элемент окна, состоящий из двух или нескольких стекол, разделенных между собой промежутком, заполненным разряженным воздухом или инертным газом, и герметично соединенных по контуру. Стекла в стеклопакетах соединяются через дистанционную рамку путем заклеивания, запаивания и заплавления. Дистанционная рамка выполняется из алюминия и оцинкованной стали с дырочной перфорацией, полый изнутри. Внутри рамки находится специальный осушитель для впитывания незначительного количества влаги, находящейся в межстекольном пространстве.

Для заполнения межстекольного пространства в стеклопакетах применяются инертные газы (аргон и криптон), что существенно улучшает теплоизолирующие свойства стеклопакетов.

От качества стеклопакета в значительной степени зависят эксплуатационные качества конструкции окна в целом.

Фурнитура

Фурнитура является одной из важнейших составляющих частей окна, от качества ее работы зависит надежность работы окна в целом.

Фурнитура представляет собой набор различных деталей и механизмов, которые служат для открывания и запираания окна, обеспечивая прочность прилегания створки к раме.

На сегодня на рынке России представлено большое разнообразие фурнитуры. Предпочтение необходимо отдавать металлической и регулируемой. Более дешевая фурнитура (с применением пластмассы) менее долговечна.

Применение разнообразной фурнитуры обеспечивает различные способы и направления открывания створки окна.

Дополнительные специальные детали (ограничитель поворота, щелевой проветриватель, поворотно-откидной ограничитель, стопор поворота и др.) значительно расширяют функциональные возможности фурнитуры.

Альтернативой замены старых окон на новые может стать реконструкция деревянных окон и балконных дверей с применением технологии ремонта и утепления Euro-Strip. Эта технология позволяет устранить щели в оконных переплетах и дать старым окнам новое рождение. Для утепления используются врезные трубчатые уплотнители из морозостойкой резины. Этот материал сертифицирован и проверен испытаниями — гарантийный срок службы уплотнителей не менее 15 лет. Применение данной технологии позволяет сократить теплопотери до 30 %, при этом затраты на реконструкцию в 8–10 раз меньше, чем стоимость замены старых окон на новые.

Технология реконструкции заключается в выполнении следующих технологических операций, показанных на рис. 6.3.26:

1. По периметру створки фрезеруется паз (А).
2. Трубчатый уплотнитель укладывается в отфрезерованный паз (В).
3. Щели между стеклом и деревянной рамой обрабатывают силиконовым герметиком со стороны, противоположной штапику по всему периметру (С).
4. Между рамами по периметру устанавливается пористый самоклеящийся уплотнитель (D).
5. Производится подгонка и регулирование створки и замков до необходимой степени прижатия створки к раме.

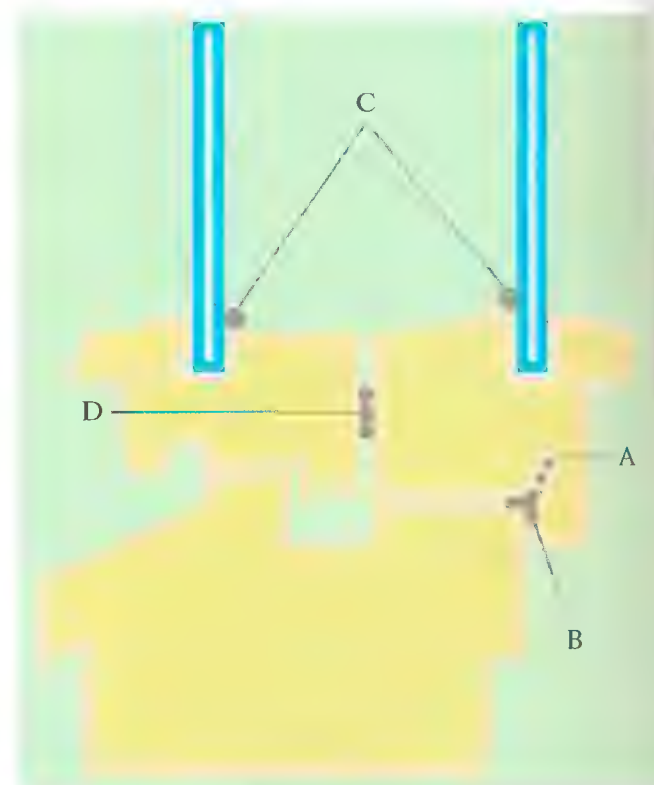


Рис. 6.3.26. Технологическая схема реконструкции старых деревянных окон и балконных дверей

Для выполнения технологических операций используются следующие механизмы и материалы:

- пазорезная машинка со сменными направляющими, позволяющая фрезеровать угол фальца и плоскую поверхность;
- углошлифовальная машинка с обдирочным диском, для подгонки торцов и плоскостей створок и рамы;
- термоклей для укладки трещин, сколов, отверстий от старых шурупов и других дефектов деревянных элементов окна;
- врезные трубчатые уплотнители из резины марки EPDM с диаметром 7 и 10 мм с креплением в «елочку» шведской фирмы «Vagnato» и плоский пористый самоклеящийся уплотнитель;
- силиконовый герметик для заделки щелей между рамой и стеклом.

Данная технология позволяет восстанавливать функции окон любой конструкции, находящихся в эксплуатации до 50 лет.

3.9. КРОВЛЯ

Современные крыши — это, прежде всего, новые технические решения, новые материалы, позволяющие сделать устройство крыши более технологичным и долговечным. И, наконец, это новые формы, цветовые решения, декоративные элементы. Можно сказать, что сегодняшний уровень развития науки и техники позволяет воплотить в жизнь любые фантазии современных архитекторов и заказчиков.

Как ограждающая конструкция крыши подвергается воздействиям целого ряда факторов, тесно связанных с процессами, происходящими как вне здания, так и внутри него. В связи с этим современные крыши должны отвечать целому ряду требований:

- иметь достаточную водонепроницаемость;
- обеспечивать равномерную нормируемую температуру и влажность воздуха в помещениях;
- не допускать образования конденсата на потолке;
- выдерживать снеговые, ветровые и полезные дополнительные нагрузки (эксплуатируемые крыши);
- обеспечивать защиту от шума;
- быть ремонтно-пригодными;
- иметь внешний эстетический вид.

При проектировании нового устройства, реконструкции и ремонта современной крыши необходимо учитывать характеристику здания (назначение, этажность, температурно-влажностный режим, степень износа и огнестойкость и т. д.), климатический фактор района строительства, финансовые возможности заказчика.

Особое внимание необходимо обращать на проработку узлов и технических решений отдельных конструктивных элементов кровли с учетом грамотного подбора качественных материалов и систем водоотвода и антиобледенения.

Вследствие применения неэффективных кровельных материалов, некачественного выполнения строительных работ, а также ошибок при проектировании появляются протечки и промерзания ограждающих конструкций, и под воздействием влаги происходит разрушение бетона, арматуры и деревянных элементов. Это приводит к преждевременному физическому износу здания и созданию опасной аварийной ситуации.

В настоящее время в России срочный капитальный ремонт мягкой кровли необходим более чем на 70 % промышленных предприятий и жилого фонда, средний срок службы которых превышает 10 лет.

Для решения проблемы качества и надежности кровли, продления срока службы необходимо реализовать комплексные меры с применением современных эффективных технологий, методов и материалов, а также организовать техническое обслуживание кровель.

Типы крыш и элементы кровель

Крыши зданий предприятий промышленности и ЖКХ можно разделить по основным признакам:

- общему конструктивному решению — крыши чердачные (с холодным или теплым чердаком) и бесчердачные;
- способам отвода воды — с внутренним водоотводом, с наружным водоотводом и без организованного водоотвода;
- в зависимости от уклона скатов — плоские (до 2,5 %), пологоскатные (от 2,5 до 10 %) и скатные (10 % и более).

Для предприятий характерно наличие сооружений складского назначения, административных и жилых зданий.

Для крыш общественно-административных и жилых зданий наибольшее применение находят следующие формы крыш:

Двускатная (щипцовая) крыша состоит из двух плоскостей, опирающихся на стены, расположенные на одном уровне. Треугольные части торцовых стен между скатами называют фронтонами или щипцами.

Шатровая крыша имеет четыре треугольных ската, вершины которых сходятся в одной точке.

Вальмовая (четырёхскатная) крыша образуется от соединения двух трапециевидных скатов и двух треугольных торцовых скатов, называемых вальмами.

Полувальмовая (двускатная) крыша имеет срезовые вершины над торцовыми стенами в виде треугольников (вальм).

Многощипцовая крыша образуется от соединения скатов плоскостей.

Крыша из **косых поверхностей** состоит из нескольких пологих плоскостей, опирающихся на стены.

Плоские крыши — современные конструкции крыш из железобетонных сборных панелей. Такие крыши характерны для общественных зданий, складов и гаражей предприятий.

Для складских и подсобных помещений применяются **односкатные** крыши. Односкатная крыша опирается своей несущей конструкцией (системой стропил, фермой и др.) на наружные стены, находящиеся на разных уровнях.

Чердачные крыши устраивают с холодным или теплым чердаком (мансардная). **Бесчердачные** (совмещенные) крыши выполняют функции несущих и ограждающих конструкций верхнего этажа зданий.

Совмещенные (бесчердачные) крыши бывают вентилируемые и неветилируемые. Они состоят из следующих основных элементов:

- панелей перекрытия;
- пароизоляции;
- утеплителя;
- основания под водоизоляционный ковер;
- кровельного ковра.

Чердачные крыши с холодным чердаком имеют следующие основные элементы:

- панели перекрытия;
- пароизоляцию;
- утеплитель;
- помещение чердака;
- внутренние опорные конструкции для кровельных плит;
- железобетонные кровельные панели;
- кровельный ковер.

На крышах с теплым чердаком утеплитель размещается на кровле. Чердачное помещение используется для увеличения эксплуатируемого объема здания.

Чердачные крыши более удобны в эксплуатации, их ремонт обходится значительно дешевле, чем ремонт бесчердачных крыш. С чердачных скатных крыш хорошо удаляется вода. Чердаки дают возможность следить за состоянием несущих и ограждающих конструкций. В таких крышах доступны для ремонта утеплитель и пароизоляция, что повышает надежность работы покрытия.

В вентилируемых совмещенных крышах воздухообмен способствует удалению влаги из утеплителя, которая попадает в него при строительстве и эксплуатации. В таких крышах тепловой поток к кровле меньше, чем в неветилируемых крышах, поэтому зимой снизу снежный покров подтаивает меньше, без образования луж и ледяных пробок, а летом уменьшается перегрев помещений верхнего этажа. Таким образом

обеспечивается соблюдение условий эксплуатации кровли и помещений верхнего этажа.

Однако следует отметить, что утеплитель в таких крышах находится в более сложных температурно-влажностных условиях, чем на чердаке. С течением времени его теплоизоляционные свойства значительно ухудшаются, а замена его затруднена.

При значительном отклонении температурного режима в помещениях верхнего этажа от нормативных требований встает вопрос о замене слоя утеплителя при ремонте.

Неветилируемые крыши наиболее трудны в эксплуатации. В таких крышах влага, попавшая внутрь конструкции и не имеющая выхода наружу, разрушает изнутри кровельный ковер и утеплитель, значительно снижая его теплозащитную способность.

Элементами крыши, а следовательно, и кровли являются: скаты (наклонные поверхности), ребра (пересечения скатов), коньки (горизонтальные пересечения скатов), ендовы (пересечения скатов, образующих входящие углы), карнизные свесы (края кровли по периметру здания), желоба для отвода воды со скатов, иногда представляющие собой водоотводные системы с антиобледенительными устройствами.

От надежности кровель зависит надежность и долговечность не только самих покрытий, но и зданий в целом, а зачастую также сохранность находящегося в них технологического оборудования и обеспечения нормальных температурно-влажностных условий протекания технологических процессов.

Дефекты кровли и причины их возникновения

Основными причинами разрушений и протечек кровельных покрытий являются: неправильный выбор материала, нарушение технологии при производстве кровельных работ и правил эксплуатации кровель.

Неправильный выбор материала. В кровельных узлах (примыкания к парапетам, стенам, вент. шахтам, трубам, антеннам; воронки, ендовы, конек), где рулонный материал фактически все время находится в напряженном, деформированном состоянии, чаще всего растрескивается ковер из-за применения битумных материалов, которые имеют недостаточную эластичность и гибкость при низких температурах. Это приводит к сокращению срока службы кровельного ковра.

Нарушение технологии выполнения кровельных работ. При проведении работ по устройству мягких кровель рулонный ковер не заводят на вертикальную поверхность или заводят на недостаточную высоту. Кровельный ковер не закрепляют на вертикальной поверхности, поэтому он отклеивается, отгибается и вода проникает в толщу покрытия. Это приводит к повышенному влагосодержанию утеплителя, особенно в неветилируемых конструкциях покрытий.

В зимний период года переувлажненный материал (теплоизоляционный слой, стяжка) в условиях частых оттепелей многократно замерзает и оттаивает. Наличие влаги в толщине утеплителя приводит к разрушению кровельного ковра, так как при отрицательных температурах под ним скапливается влага, которая со временем превращается в линзы льда. Замерзая, вода отрывает кровельный ковер от основания, что способствует прониканию ее в новые участки и слои кровельного ковра.

В летний период, когда температура наружной поверхности кровли зданий достигает +90 °С, капли влаги, находящиеся в замкнутом пространстве, превращаются в пар и могут увеличиваться в объеме в несколько раз. В результате появляются вздутия и воздушные мешки, достигающие более 1 м в диаметре. Прорыв таких воздушных мешков приводит к протечкам. Появлению вздутий и воздушных мешков в слоях рулонного кровельного ковра способствует ведение кровельных работ при дожде.

На кровлях из оцинкованной стали ширина картин рядового покрытия иногда превышает один метр, что приводит к возникновению дополнительных вибраций кровельного листа и, как следствие, расползанию фальцевого соединения. Нарушение герметичности фальца часто происходит из-за невыполнения требования, чтобы лежащие фальцы располагались на сплошном настиле из досок. В тех случаях, когда фальцы располагаются между элементами обрешетки, под воздействием механических нагрузок герметичность фальца нарушается, что является причиной протечки.

Нарушение правил эксплуатации кровель.

На кровлях жилых и других зданий после приемки здания в эксплуатацию часто устанавливают телеантенны, радиоантенны, стойки трансляционного оборудования, наружные блоки от сплит-систем кондиционирования воздуха, требующие периодического осмотра, технического обслуживания, а значит, хождения по кровле. Неизбежные в этих случаях нарушения кровельного ковра, своевременно не локализованные, приводят к протечкам, замоканию утеплителя и коррозии несущих конструкций. Если на кровле не устанавливают ходовых трапов или дорожек, то кровельный ковер в местах хождения и проведения ремонтных работ подвергается интенсивному разрушению.

Несоблюдение правил очистки кровель от снега и льда приводит к повреждениям карнизных свесов, водосточных желобов и рядового кровельного покрытия.

Классификация разрушений. Повреждения кровельных покрытий классифицируют по размерам разрушения и по элементам кровли.

По размерам разрушения кровельных покрытий повреждения можно подразделить на «точечные» —

сосредоточенные на площади до 1 м², «локальные» — размещенные на площади до 100 м², и «сплошные» — т. е. частые точечные или соединяющиеся локальные повреждения, занимающие в общей сложности более 40 % площади кровли. Точечные повреждения чаще всего являются результатом механического воздействия на кровлю. Это проломы, прорывы, вздутия, трещины, заворачивания полотнищ рулонной кровли; трещины, сколы углов, проломы отдельных листов асбестоцементных кровель; мелкие свищи, пробоины, коррозия отдельных листов стальных кровель. Локальные повреждения, как правило, являются следствием низкого качества применяемых материалов и выполняемых работ. К ним относятся: старение водоизоляционного слоя в ендовах и примыканиях; заворачивание полотнищ рулонного ковра; отслоения, вздутия одного из слоев рулонной кровли; разрывы кровельного ковра над стыками плит покрытий; трещины, сколы, проломы асбестоцементной кровли; коррозия, свищи, пробоины в ендовах и отдельных листах стальных кровель.

Для удобства классификации дефектов кровля условно разбивается на четыре группы конструктивных элементов:

Группа «Рядовая кровля»:

- собственно рядовое покрытие;
- рядовая кровля на вентиляционных шахтах;
- рядовая кровля на лифтовых шахтах и выходах на кровлю.

Группа «Примыкание к вертикальной поверхности»:

- примыкание кровельного ковра к парапетам;
- примыкание кровельного ковра к вентиляционным шахтам;
- примыкание кровельного ковра к лифтовым шахтам;
- примыкание кровельного ковра к выходам на кровлю.

Группа «Водосточная система»:

- ендовы;
- водосточные желоба;
- водоприемные воронки;
- водосточные трубы.

Группа «Прочие элементы»:

- сантехнические вытяжки;
- инженерное оборудование (антенны, наружные блоки сплит-систем кондиционирования воздуха, анкера и т. д.);
- ограждения;
- деформационные швы.

Ниже приведены дефекты кровель из битумных материалов и причины их возникновения.

Характерные дефекты для группы элементов «Рядовая кровля»

Характерные дефекты	Причины возникновения
Частичное отсутствие кровельного ковра	Нарушение технологии выполнения работ
Отсутствие защитного слоя	Нарушение правил эксплуатации и (или) неправильный выбор материала
Механическое повреждение кровельного ковра	Нарушение правил эксплуатации
Нарушение уклонов	Нарушение технологии выполнения работ
Отслоение одного слоя кровельного ковра от другого	Нарушение технологии выполнения работ
Биологическое разрушение кровельного ковра	Нарушение правил эксплуатации
Вздутие кровельного ковра с образованием воздушных или водяных мешков (пузырей)	Нарушение технологии выполнения работ
Растрескивание кровельного ковра, разрушение верхнего кровного слоя до основы	Нарушение правил эксплуатации и (или) неправильный выбор материала

Характерные дефекты для группы элементов «Примыкание к вертикальной поверхности»

Характерные дефекты	Причины возникновения
Отслоение кровельного ковра от вертикальной поверхности	Нарушение технологии выполнения работ и (или) неправильный выбор материала
Отсутствие защитного слоя	Нарушение правил эксплуатации и (или) неправильный выбор материала
Механическое повреждение кровельного ковра	Нарушение правил эксплуатации
Вздутие кровельного ковра с образованием воздушных или водяных мешков	Нарушение технологии выполнения работ
Растрескивание кровельного ковра, разрушение верхнего кровного слоя до основы	Нарушение правил эксплуатации и (или) неправильный выбор материала
Отсутствие элементов из оцинкованной стали (защитных фартуков, покрытия парапета)	Нарушение технологии выполнения работ и (или) нарушение правил эксплуатации
Отсутствие герметизации защитных фартуков и креплений покрытия парапета	Нарушение технологии выполнения работ
Коррозия элементов из оцинкованной стали	Нарушение правил эксплуатации

Характерные дефекты для группы элементов «Водосточная система»

Характерные дефекты	Причины возникновения
Нарушение уклонов (разуклонка)	Нарушение технологии выполнения работ
Отсутствие защитного слоя	Нарушение правил эксплуатации и (или) неправильный выбор материала
Механическое повреждение кровельного ковра	Нарушение правил эксплуатации
Вздутие кровельного ковра с образованием воздушных и (или) водяных мешков	Нарушение технологии выполнения работ
Растрескивание кровельного ковра, разрушение верхнего кровного слоя до основы	Нарушение правил эксплуатации и (или) неправильный выбор материала
Неправильное крепление воронок наружного водостока	Нарушение технологии выполнения работ
Засорение воронок	Нарушение правил эксплуатации
Отсутствие элементов водосточных труб	Нарушение правил эксплуатации

Характерные дефекты для группы элементов «Прочие элементы»

Характерные дефекты	Причины возникновения
Отверстия, свищи, деформации в местах сопряжения кровли с опорными частями выступающих конструкций	Нарушение технологии выполнения работ и (или) нарушение правил эксплуатации
Отсутствие защитного слоя	Нарушение правил эксплуатации и (или) неправильный выбор материала
Отсутствие защитных колпаков на сантехнических вытяжках	Нарушение технологии выполнения работ и (или) нарушение правил эксплуатации
Отсутствие герметизации лапок ограждений	Нарушение технологии выполнения работ
Неправильное выполнение гидроизоляции кровельного узла	Нарушение технологии выполнения работ

Дефекты кровель из оцинкованной стали и причины их возникновения приведены ниже.

Характерные дефекты для группы элементов «Рядовая кровля»

Характерные дефекты	Причины возникновения
Механическое повреждение кровли	Нарушение правил эксплуатации
Отсутствие герметизации одинарного фальца	Нарушение технологии выполнения работ
Коррозия материала кровли	Нарушение правил эксплуатации
Ширина картин рядовой кровли более 0,71 м	Нарушение технологии выполнения работ

Характерные дефекты для группы элементов «Примыкание к вертикальной поверхности»

Характерные дефекты	Причины возникновения
Образование зазоров между фартуками и вертикальной поверхностью	Нарушение технологии выполнения работ
Недостаточная высота заведения рядовой кровли на вертикальную поверхность	Нарушение технологии выполнения работ
Отсутствие штробы	Нарушение технологии выполнения работ
Крепление покрытий парапета без Т-образных костылей	Нарушение технологии выполнения работ
Отсутствие зонтов из оцинкованной стали на вент. шахтах	Нарушение технологии выполнения работ и (или) нарушение правил эксплуатации
Коррозия материала кровли	Нарушение правил эксплуатации

Характерные дефекты для группы элементов «Водосточная система»

Характерные дефекты	Причины возникновения
Нарушение уклонов водосточных желобов	Нарушение технологии выполнения работ
Механическое повреждение покрытия на карнизных свесах и водосточных желобах	Нарушение правил эксплуатации
Неправильное крепление воронок наружного водостока	Нарушение технологии выполнения работ
Засорение воронок	Нарушение правил эксплуатации
Отсутствие элементов водосточных труб	Нарушение правил эксплуатации
Недостаточное количество (или отсутствие) Т-образных костылей для крепления карнизных свесов	Нарушение технологии выполнения работ

Характерные дефекты для группы элементов «Прочие элементы»

Характерные дефекты	Причины возникновения
Отверстия, свищи, деформации в местах сопряжения кровли с опорными частями выступающих конструкций	Нарушение технологии выполнения работ
Отсутствие защитных колпаков на сантехнических вытяжках	Нарушение технологии выполнения работ и (или) нарушение правил эксплуатации
Отсутствие герметизации лапок ограждений	Нарушение технологии выполнения работ
Отсутствие ограждений	Нарушение технологии выполнения работ и (или) нарушение правил эксплуатации

Ниже приведены дефекты кровель из асбестоцементных листов и причины их возникновения.

Характерные дефекты для группы элементов «Рядовая кровля»

Характерные дефекты	Причины возникновения
Механическое повреждение кровли	Нарушение правил эксплуатации
Отсутствие герметизации креплений листов к обрешетке	Нарушение технологии выполнения работ

Характерные дефекты для группы элементов «Примыкание к вертикальной поверхности»

Характерные дефекты	Причины возникновения
Образование зазоров между фартуками и вертикальной поверхностью	Нарушение технологии выполнения работ
Отсутствие фартуков из оцинкованной стали	Нарушение технологии выполнения работ и (или) нарушение правил эксплуатации
Крепление покрытий парапета без Т-образных костылей	Нарушение технологии выполнения работ
Отсутствие зонтов из оцинкованной стали на вент. шахтах	Нарушение технологии выполнения работ и (или) нарушение правил эксплуатации

Характерные дефекты для группы элементов «Водосточная система»

Характерные дефекты	Причины возникновения
Нарушение уклонов водосточных желобов	Нарушение технологии выполнения работ
Отсутствие герметизации в местах примыкания водосточного желоба и рядовой кровли	Нарушение технологии выполнения работ
Неправильное крепление воронок наружного водостока	Нарушение технологии выполнения работ
Засорение воронок	Нарушение правил эксплуатации
Отсутствие элементов водосточных труб	Нарушение правил эксплуатации
Механическое повреждение покрытия на карнизных свесах и водосточных желобах	Нарушение правил эксплуатации
Отсутствие сплошной обрешетки в ендове	Нарушение технологии выполнения работ

Характерные дефекты	Причины возникновения
Отверстия, свищи, деформации в местах сопряжения кровли с опорными частями выступающих конструкций	Нарушение технологии выполнения работ
Отсутствие защитных колпаков на сантехнических вытяжках	Нарушение технологии выполнения работ и (или) нарушение правил эксплуатации
Отсутствие герметизации лапок ограждений	Нарушение технологии выполнения работ
Отсутствие ограждений	Нарушение технологии выполнения работ и (или) нарушение правил эксплуатации

Основные методы осмотра и инструментального обследования кровель

Осмотр крыши. При осмотре крыши зданий предприятий необходимо иметь проектную документацию: план крыши с ориентацией по странам света, с высотными отметками, размерами, уклонами кровли, инженерно-техническим оборудованием, водостоками, план верхнего этажа, разрезы, конструкции узлов, перечень материалов, применяемых в конструкциях крыши и кровельного покрытия.

Для полноты картины необходимо получить от организации, ответственной за эксплуатацию зданий предприятия, документацию, в которой зафиксированы все изменения, произведенные в конструкции крыши, отдельных ее элементах при ремонтах крыши в процессе ее эксплуатации.

В том случае, если перечисленная документация отсутствует, то план кровли с расположенными на ней инженерными конструкциями и другими необходимыми данными, а также паспорт кровли, при необходимости, составляется на месте.

Учитывают также сообщения об увлажнении, промерзании потолка, протечках, пониженной температуре, перегреве помещений и других недостатках, ухудшающих параметры внутреннего микроклимата.

При визуальном освидетельствовании крышу подвергают общему осмотру, который сопровождается заполнением протокола наружного обследования, а также фотосъемкой крыши и ее деталей, фиксирующей состояние крыши в момент обследования.

При осмотре чердачных помещений оценивают состояние стропильной системы и обрешетки, качество естественной вентиляции чердачного помещения.

Наружный осмотр покрытия. Осмотр крыши можно проводить по различным схемам. Выявление дефектов существующей кровли можно производить при последовательном ее осмотре, разбивая площадь кровли на захватки. Наряду с работами на самой кровле осматривают также чердачные помещения и помещения последнего этажа здания с целью установления мест протечек.

После выявления дефектов и произведения необходимых замеров составляют план кровли или на имеющийся план наносят результаты осмотра, составляют дефектную ведомость.

Инструментальное обследование крыши. Инструментальными замерами определяют микроклиматические характеристики помещений, расположенных под кровлей, и температурный режим крыши. На зданиях с совмещенной крышей в помещениях верхнего этажа проводят измерения параметров внутреннего микроклимата (температуры воздуха, поверхности потолка, влажности). При выявлении отклонений от существующих норм необходимо провести более подробные измерения температурных полей на потолке в целях выделения аномальных зон. На холодных чердаках проводят измерения температуры воздуха, тепловых потоков от инженерных коммуникаций (магистральных труб систем отопления, вентиляционных коробов) и через перекрытия верхнего этажа.

С помощью дефектоскопа необходимо выявить участки кровли с большим влагонасыщением кровельного ковра и теплоизоляционного слоя. На основании полученных данных составляется картограмма влагонасыщения кровли, устанавливаются места протечек, после чего определяются способ и план ремонта кровли.

Содержание крыш и чердачных помещений заключается в проведении очередных и внеочередных технических осмотров (обследований), очистки кровель от снега и мусора и выполнении непредвиденного текущего ремонта. Крыши зданий предприятий в процессе эксплуатации должны находиться под постоянным наблюдением. При осмотрах определяют техническое состояние кровельного покрытия, водоотводящих устройств, конструкций крыш, чердачных помещений и расположенного в них и над крышами инженерного оборудования. Для выявления и предупреждения дефектов в конструкции крыш и кровли сервисная служба предприятия должна проводить сезонные наружные обследования:

при весенних осмотрах убирается с кровель пыль, мусор, проверяется состояние защитного слоя, надежность закрепления защитных металлических фартуков, свесов; состояние изоляции у мест примыкания к выступающим конструкциям

или инженерному оборудованию и в местах пропуска через кровлю водосточных воронок, ограждений, мачт и т. п. При этом выявляется характер и размер вздутий, появление сырых пятен в помещениях верхнего этажа;

при летних осмотрах определяется наличие растрескиваний, признаки перерождения материала под влиянием факторов атмосферной агрессии, губчатость и оплывание приклеивающих мастик, характеризующих их недостаточную теплостойкость; характер разрушения кровельного слоя рулонного материала — появление мелких пузырей, трещин по всей поверхности; производится отбор проб кровельного ковра для лабораторных исследований физических свойств материалов;

при осенних осмотрах в первую очередь проверяется работа внутренних и наружных водостоков. При внутренних водостоках на плане крыши отмечаются зоны застоя воды, степень загрязнения воронок. При неорганизованном наружном водостоке — места и степень замачивания фасадных стен и цоколей водой, стекающей с крыши; затекание дождевой воды через балконы в помещения верхнего этажа и приямки подвальных этажей. Все эти обследования проводятся с целью своевременного завершения всех работ по ремонту кровель и подготовки их к зиме. Кровли и водоприемные устройства очищаются от листьев, хвои и мусора. При этом запрещается сметать листья и мусор в водостоки. Для очистки кровель применяются деревянные лопаты или полимерные скребковые устройства и метлы;

при зимних осмотрах проверяются зоны и глубина отложения снега на поверхности крыши; обледенение крыши, особенно в прикарнизной части; наличие и размер сосулек на карнизе при наружном водостоке; степень обледенения вентиляционных шахт и зонтов над ними, приточных отверстий в наружных стенах; степень подтаивания снега на крыше при разной его толщине и плотности; образование ледяных пробок в водосточных трубах при наружном организованном отводе воды; наличие неисправности водоприемных воронок при внутреннем отводе воды; а также наличие или отсутствие ледяных пробок в наземных выпусках водосточных труб;

внеочередные осмотры крыш и расположенного на них оборудования (вентиляционных шахт и труб, теле- и радиоантенн), мест сопряжения оборудования с кровлей, водоотводящих устройств производятся после сильных ветров, ливней и обильных снегопадов.

По результатам осмотров крыш составляется ведомость дефектов с указанием объема ремонтных работ. При обнаружении в кровле и водоотводящих уст-

ройствах (свесах, желобах, разжелобках, водосточных трубах, воронках, карнизных сливах) неисправностей принимаются меры к немедленному их устранению. Места повреждений при осмотрах отмечаются краской или другим способом для последующего их исправления. Результаты осмотра записываются в журнал.

Особое внимание обращается на места примыканий кровли к водоотводящим устройствам, выступающим частям здания (стены, парапеты, блоки выхода на крышу, ограждения т. д.), инженерному оборудованию (трубы, антенны и др.), проверяется состояние защитных слоев, фальцев и крепления картин к обрешетке кровли из листовой стали, водоотводящих устройств, водоприемных воронок и открытых выпусков при внутреннем водоотводе, состояние чердачных помещений и размещенного в них технического оборудования (разводки систем центрального отопления, дымовентиляционных коробов и др.), состояние утеплителя чердачного перекрытия и входных дверей (люков) на чердак, температурно-влажностный режим чердачных помещений и бесчердачных крыш, состояние аэрационных устройств для вентиляции чердачных помещений и вентилируемых бесчердачных крыш.

Результаты осмотра дополняются сообщениями эксплуатирующей здание организацией о наличии увлажнений потолка в местах сопряжения перекрытия с наружными стенами, о протечках кровли, перегреве помещений и других недостатках, ухудшающих условия эксплуатации здания.

Любого заказчика интересует длительный срок службы и надежность кровли, так как от этого зависит нормальное функционирование технологического процесса в промышленном производстве, комфортность проживания в доме, сбережение тепло- и энергоресурсов, а также снижение затрат на содержание всего здания.

Грамотная эксплуатация и комплексное техническое обслуживание кровли являются одними из основных факторов, увеличивающих срок службы кровли.

Техническое обслуживание сегодня переходит из традиционной технической сферы деятельности в область ремонтно-строительных услуг.

Сервисное гарантийное обслуживание заключается в предоставлении заказчику гарантий на материалы и работы, а также работы, связанные с обязательным техническим обслуживанием в гарантийный период.

Гарантийные обязательства, включенные в договор подряда, определяют «образ жизни» кровли в ближайшие годы после устройства или ремонта.

Гарантийные обязательства на производимые работы фирмой-подрядчиком должны подтверждаться договором страхования профессиональной деятельности строителей на срок действия гарантии, т. е. реальными деньгами.

Страхование объекта должно производиться за счет фирмы-подрядчика.

Наличие страхового полиса особенно важно при выполнении работ на ответственном производстве, не допускающем появления протечек и т. д.

Страховая сумма определяется страхователем при заключении договора подряда по согласованию с заказчиком исходя из лимита ответственности по каждому объекту.

Наличие страховки дает право заказчику требовать возмещения ущерба, причиненного вследствие некачественного выполнения работ подрядчиком.

Гарантийное техническое обслуживание должно включать в себя:

1. Ежеквартальный осмотр состояния кровли (в том числе регулярная очистка водостоков и путей эвакуации дождевых и талых вод).
2. Проведение диагностики.
3. Проведение профилактических ремонтных работ.
4. Контроль эксплуатации кровли владельцем здания:
 - а) контроль доступа на кровлю;
 - б) контроль производства строительно-монтажных работ с учетом сохранения целостности кровельного ковра;
 - в) контроль использования тяжелых металлических предметов для очистки кровли от снега.

В гарантийный период обслуживание кровли должно осуществляться силами производителя работ.

Послегарантийное обслуживание кровли осуществляется по отдельному договору. Стоимость послегарантийного обслуживания невелика и определяется на момент заключения договора, с дифференцированной оплатой по категории сложности за квадратный метр содержания площади кровли, принятой в эксплуатацию.

Система сервисного гарантийного обслуживания необходима для повышения надежности и срока службы кровли.

Материалы кровельных покрытий

Надежность и долговечность крыши во многом зависит от качества покрытий. Для устройства водоизоляционного ковра мягкой кровли применяются рулонные материалы, полимерные мембраны, мастики и мягкая черепица.

В настоящее время на рынке представлен широкий ассортимент материалов нескольких поколений, для производства которых применяются различные основы и компоненты.

Очень важно правильно выбрать материал, подходящий для конкретного объекта, при этом необходимо последовательно сопоставить технические характеристики материала, а также учитывать температуру, при которой будут проводиться кровельные работы, конструктивные особенности здания, квалификацию кровельщиков и экономические возможности заказчика.

Наиболее важными показателями для рулонных материалов являются [14]:

- теплостойкость;
- долговечность;
- гибкость;
- прочность и эластичность.

Для мастик (кроме вышеперечисленных) также важными показателями являются:

- предел прочности при разрыве;
- адгезия к основанию;
- время отверждения;
- содержание сухого остатка.

Сделать окончательный выбор материала вам помогут сравнительные технические характеристики, указанные в табл. 6.3.5, и перечень основных кровельных рулонных материалов (см. табл. 6.3.6).

Битумные рулонные материалы по-прежнему имеют широкое применение в строительстве, но они уже давно не отвечают современным требованиям.

Основные недостатки:

- низкая морозостойкость;
- ускоренное старение;
- низкая теплостойкость;
- подверженность гниению;
- невозможность работы при отрицательных температурах и т. д.

Улучшенными показателями обладают битумные материалы на негниющих основах: стеклохолсте, стеклоткани. Единственное относительное достоинство — дешевизна этих материалов, которая часто оборачивается убытками, связанными с необходимостью ежегодного ремонта кровли.

Настоящим прорывом в области производства кровельных материалов стало применение модификаторов битума, которые позволили в значительной степени ликвидировать недостатки, присущие битумным материалам. В качестве основ для битумно-полимерных материалов используются негниющие материалы: стеклохолст, стеклоткань, эластичные полимерные волокна. Эти материалы обладают высокой теплостойкостью. Способны сохранять отличную эластичность, химически стабильны и не окисляются под воздействием солнца и влаги, что значительно повышает долговечность кровли.

Современные битумно-полимерные материалы существенно дороже битумных, но их укладывают меньшим количеством слоев и срок службы их в 5–10 раз больше. Так что эксплуатационные затраты сократятся в 2–3 раза, а при сервисном обслуживании кровель — в 4 раза.

При выполнении кровельных работ желательно отдавать предпочтение современным рулонным битумно-полимерным материалам, так как они вне зависимости от условий производства работ и состояния поверхности создают изоляционный слой с необходимой гарантированной толщиной, а также отвечают всем современным требованиям по качеству и долговечности.

**Сравнительные технические и эксплуатационные характеристики кровельных
и гидроизоляционных материалов**

Наименование материала	БИКРОСТ	ЛИНОКРОМ	ЭКОФЛЕКС	ТЕХНОЗЛАСТ	ГИДРОСТЕКЛОИЗОЛ	УНИФЛЕКС	АРМОКРОВ	ФИЛИЗОЛ	ИЗОПЛАСТ	ИЗОЗЛАСТ	ТЕХНОЗЛАСТ ВЕНТ	УНИФЛЕКС ВЕНТ
Тип покрытия	пленка (талък), крошка	пленка, крошка, вермикулит, гранулят серый	пленка, гранулят	пленка, крошка, вермикулит, гранулят серый	пленка	пленка, гранулят, крошка	пленка, вермикулит, асбогаль	пленка, гранулят, песок	пленка, гранулят	пленка, гранулят	крупнозернистая посыпка/ «вентилируемое» покрытие	пленка/ «вентилируемое» покрытие
Масса 1 кв. м, кг	2–4	2–4	3–5	3–5	2,0–4,0	3–5	2,5–5,0	3,6–4,8	4,5–5,5	3,0–6,0	6,0	5,0
Армирующая основа	стеклохолст	стеклохолст, каркасная стеклоткань, полиэстер	стеклохолст, каркасная стеклоткань	стеклохолст, каркасная стеклоткань, полиэстер	стеклохолст, стеклоткань, полиэстер	стеклохолст, каркасная стеклоткань	стеклохолст, стеклоткань	стеклохолст, стеклоткань, полиэстер	стеклохолст, стеклоткань, полиэстер	полиэстер	полиэстер	полиэстер
Гибкость при Т, °С, не выше, на брус ради- усом, мм	0 25	0 25	–5 10	–25 10	0 20	–15 10	–15 25	–18 25	–15 10	–30 25	–25 25	–15 25
Теплостойкость, °С, не ниже	80	80	120	100	70	100	85–90	85	120	90	100	90
Разрывная сила при растяжении вдоль полотна, Н/5см, не менее	600	360–600	360–610	360–610	735	360–610	>294	390–490	360–800	не ме- нее 600	1000	460
Относительное удлинение, %, не менее	1,5	1,5–30	1,5	1,5–30	1,5	1,5	1,5–30	>30	>30	>30	50	40
Водонепрони- цаемость при давлении, МПа (кгс/см ²)	в течение 72 часов	в течение 72 часов	в течение 72 часов	в течение 72 часов	в течение 72 часов	в течение 72 часов	в течение 72 часов	в течение 72 часов	в течение 72 часов	в течение 72 часов	в течение 72 часов	в течение 72 часов
Водопоглощение в течение 24 ча- сов, % от массы, не более	2,0	2,0	1,0	1,0	1,5	1,0	>2,0	1,5	не бо- лее 1,0	не бо- лее 1,0	1,0	1,0
Срок службы, лет	5–8	5–8	15–20	25	3–5	25	15–20	20 и более	30 и более	20–25	25	20

Рулонные битумные и битумно-полимерные материалы

Принятые сокращения:

Вид основы:

ПЭ — нетканая основа из полиэфирного волокна (полиэстер);

СХ — стеклохолст;

СТ — стеклоткань

Вид вяжущего:

СБС — стиролбутадиенстирольный каучук;

АПП — атактический полипропилен

Вид покрытия поверхности:

ПЭП — полиэтиленовая пленка;

КП — крупнозернистая посыпка;

МП — мелкозернистая посыпка

№ п.п.	Название и марка кровельного материала	Толщина мм / вес 1 кв. м, кг	Основа материала	Покрытие поверхности верх/низ	Состав вяжущего материала	Изготовитель
1	2	3	4	5	6	7
1	Изопласт К ЭКП — 5,0	— / 5,0	ПЭ	КП/ПЭП	битум + АПП	ИЗОФЛЕКС
2	Изопласт П ЭПП — 4,0	— / 4,0	ПЭ	ПЭП/ПЭП	битум + АПП	ИЗОФЛЕКС
3	Изопласт П ЭМП — 5,5	— / 5,5	ПЭ	песок/ПЭП	битум + АПП	ИЗОФЛЕКС
4	Изоэласт К ЭКП — 5,0	— / 5,0	ПЭ	КП/ПЭП	битум + СБС	ИЗОФЛЕКС
5	Изоэласт П ЭПП — 4,0	— / 4,0	ПЭ	ПЭП/ПЭП	битум + СБС	ИЗОФЛЕКС
6	Кинепласт К ЭКП — 4,0	— / 4,0	ПЭ	КП/ПЭП	битум + АПП	ИЗОФЛЕКС
7	Кинепласт П ХПП — 3,0	— / 3,0	СХ	ПЭП/ПЭП	битум + АПП	ИЗОФЛЕКС
8	Изопласт П ДХП — 3,0	— / 3,0	перфорированный стеклохолст	ПЭП/ПЭП	битум + АПП	ИЗОФЛЕКС
9	Мостоласт	— / 5,5	ПЭ	Песок/ПЭП	битум + вестоласт	ИЗОФЛЕКС
10	Техноэласт ЭКП — 5,0	5,0 / —	ПЭ	КП/ПЭП	битум + СБС	ТЕХНИКОЛЬ
11	Техноэласт ЭПП — 4,0	4,0 / —	ПЭ	ПЭП/ПЭП	битум + СБС	ТЕХНИКОЛЬ
12	Техноэласт ХПП — 3,0	3,0 / —	СХ	ПЭП/ПЭП	битум + СБС	ТЕХНИКОЛЬ
13	Унифлекс ЭКП — 4,5	4,5 / —	ПЭ	КП/ПЭП	битум + СБС	ТЕХНИКОЛЬ
14	Унифлекс ЭПП — 3,0	3,0 / —	ПЭ	ПЭП/ПЭП	битум + СБС	ТЕХНИКОЛЬ
15	Унифлекс ТКП — 4,5	4,5 / —	СТ	КП/ПЭП	битум + СБС	ТЕХНИКОЛЬ
16	Унифлекс ТПП — 3,0	3,0 / —	СТ	ПЭП/ПЭП	битум + СБС	ТЕХНИКОЛЬ
17	Линохром ТКП — 4,5	4,5 / —	СТ	КП/ПЭП	окисленный битум	ТЕХНИКОЛЬ
18	Линохром ЭКП — 3,5	3,5 / —	ПЭ	КП/ПЭП	окисленный битум	ТЕХНИКОЛЬ
19	Линохром ХКП — 4,0	4,0 / —	СХ	КП/ПЭП	окисленный битум	ТЕХНИКОЛЬ
20	Линохром ТПП — 3,5	3,5 / —	СТ	ПЭП/ПЭП	окисленный битум	ТЕХНИКОЛЬ
21	Линохром ЭПП — 3,5	3,5 / —	ПЭ	ПЭП/ПЭП	окисленный битум	ТЕХНИКОЛЬ
22	Линохром ХПП — 3,0	3,0 / —	СХ	ПЭП/ПЭП	окисленный битум	ТЕХНИКОЛЬ
23	Техноэластомост ЭМП — 5,5	—	ПЭ	песок/ПЭП	битум + СБС	ТЕХНИКОЛЬ
24	Филизол В ТКП — 4,5	4,5 / —	СТ	КП/ПЭП	битум + СБС	ФИЛИКРОВЛЯ
25	Филизол В ТКМ — 4,5	4,5 / —	СТ	КП/песок	битум + СБС	ФИЛИКРОВЛЯ
26	Филизол В ЭКП — 4,5	4,5 / —	ПЭ	КП/ПЭП	битум + СБС	ФИЛИКРОВЛЯ
27	Филизол В ХКМ — 4,5	4,5 / —	СХ	КП/ПЭП	битум + СБС	ФИЛИКРОВЛЯ
28	Филизол Н ТМП — 4,0	4,0 / —	СТ	песок/ПЭП	битум + СБС	ФИЛИКРОВЛЯ
29	Филизол Н ТММ — 4,0	4,0 / —	СТ	песок/песок	битум + СБС	ФИЛИКРОВЛЯ
30	Филизол Н ЭМП — 4,0	4,0 / —	ПЭ	песок/ПЭП	битум + СБС	ФИЛИКРОВЛЯ
31	Филизол Н ХМП — 4,0	4,0 / —	СХ	песок/ПЭП	битум + СБС	ФИЛИКРОВЛЯ

№ п.п.	Название и марка кровельного материала	Толщина мм / вес 1 кв. м, кг	Основа материала	Покрытие поверхности верх/низ	Состав вяжущего материала	Изготовитель
1	2	3	4	5	6	7
32	Гидростеклоизол ТСП — 3,5	3,5 / —	СТ	суспензия/ПЭП	окисленный битум	ФИЛИКРОВЛЯ
33	Гидростеклоизол ЭСП — 3,5	3,5 / —	ПЭ	суспензия/ПЭП	окисленный битум	ФИЛИКРОВЛЯ
34	Гидростеклоизол ХПП — 3,5	3,5 / —	СХ	ПЭП/ПЭП	окисленный битум	ФИЛИКРОВЛЯ
35	Фольгоизол ФК — 3,5	—	фольга	фольга/ПЭП	битумно-резиновый слой	ФИЛИКРОВЛЯ
36	Эластокрон ЭКП — 5,0	— / 5,0	ПЭ	КП/ПЭП	битум + СБС	ЭВЕРЕСТ
37	Эластокрон ТКП — 5,0	— / 5,0	СТ	КП/ПЭП	битум + СБС	ЭВЕРЕСТ
38	Эластокрон ЭПП — 5,0	— / 5,0	ПЭ	ПЭП/ПЭП	битум + СБС	ЭВЕРЕСТ
39	Эластокрон ТПП — 5,0	— / 5,0	СТ	ПЭП/ПЭП	битум + СБС	ЭВЕРЕСТ
40	Стеклоизол ТКП — 5,0	— / 5,0	СТ	КП/ПЭП	окисленный битум	ЭВЕРЕСТ
41	Стеклоизол ХКП — 4,0	— / 4,0	СХ	КП/ПЭП	окисленный битум	ЭВЕРЕСТ
42	Стеклоизол ТПП — 4,0	— / 4,0	СТ	ПЭП/ПЭП	окисленный битум	ЭВЕРЕСТ
43	Люберит ОКСИ	— / 2,0 — / 3,0 — / 3,5	СХ	КП/ПЭП ПЭП/ПЭП	окисленный битум	ЛЮБЕРИТ
44	Люберит ОКСИ	— / 3,0 — / 3,5	СТ	КП/ПЭП ПЭП/ПЭП	окисленный битум	ЛЮБЕРИТ
45	Люберит ЭЛАСТ	— / 3,0 — / 3,5	СХ	КП/ПЭП ПЭП/ПЭП	битум + СБС	ЛЮБЕРИТ
46	Люберит ЭЛАСТ	— / 3,0 — / 3,5	СТ	КП/ПЭП ПЭП/ПЭП	битум + СБС	ЛЮБЕРИТ
47	Люберит ЭЛАСТ	— / 3,0 — / 3,5	ПЭ	КП/ПЭП	битум + СБС	ЛЮБЕРИТ
48	Люберит МОСТ	— / 5,5	ПЭ	ПЭП/ПЭП	битум + СБС	ЛЮБЕРИТ
49	Стекломаст К	—	СТ	КП/ПЭП	битум пластифицированный	Рязанский картонно-рубероидный завод (РКЗ)
50	Стекломаст П	—	СТ	Пылевидная/ПЭП	битум пластифицированный	Рязанский картонно-рубероидный завод (РКЗ)
51	Днепрофлекс ХП/ЭП	4 / —	СТ	МП/ПЭП	битум + СБС	ПОЛИМЕРКРОВЛЯ
52	Днепрофлекс К/ЭК	4 / —	СТ	КП/ПЭП	битум + СБС	ПОЛИМЕРКРОВЛЯ
53	Днепрофлекс П	4 / —	СТ	МП/ПЭП	окисленный битум	ПОЛИМЕРКРОВЛЯ
54	Сарфлекс П	— / 4,5	СТ	ПЭП/ПЭП	битум пластифицированный	Саратовский НПЗ
55	Сарфлекс К	— / 5,3	СТ	КП/ПЭП	битум пластифицированный	Саратовский НПЗ

Пароизоляция. Для защиты теплоизолирующего слоя от водяных паров, проникающих в кровлю из внутренних помещений, применяются пароизоляционные материалы. До сих пор лидером на рынке гидро- и пароизоляционных материалов был пергамин на основе строительного картона. Сегодня необходимо применять современные материалы пленочного типа: полиэтиленовые и полипропиленовые пленки, а

также нетканые «дышащие» мембраны. Первый тип пленок применяется в качестве гидро- и пароизоляции, пленки второго типа — преимущественно для гидроизоляции, а пленки третьего типа — исключительно в качестве гидроизоляционных материалов.

Полиэтиленовые пленки используются для подкровельной гидро- и пароизоляции, всегда армируются специальной арматурной сеткой или тканью, что при-

дает прочность материалу. Производителями этих материалов являются «Изоспан» (Россия); «Кровизол» (Россия); «JUTAFOL D — JUTA» (Чехия); «EUROFOL — BRAAS» (Германия) и др.

Преимуществом армированных полипропиленовых пленок являются более высокая прочность, стойкость к ультрафиолетовому излучению, а благодаря антиконденсатному покрытию — и высокой степени паронепроницаемости. Их часто используют не только в качестве гидроизоляции, но и пароизоляции.

«Дышащие» мембраны обеспечивают защиту от проникновения атмосферной влаги и в то же время остаются практически «прозрачными» для выхода из теплоизоляции водяных паров. Высокая паропроницаемость достигается благодаря особой микроструктуре мембран, представляющих собой нетканые материалы из синтетических волокон. Особенно широкое применение «дышащие» мембраны нашли в мансардном строительстве. Среди производителей этих материалов можно отметить: «TYVEK Soft» (Люксембург), «JUTAWEK — JUTA» (Чехия) и др.

Выбор материала для паро- и гидроизоляции производится на основе особенностей типа кровли и требований проекта (табл. 6.3.7).

Теплоизоляция. Применение тепловой изоляции при устройстве мастичных и рулонных кровель позволяет снизить затраты на отопление помещений, кроме того, тепловая изоляция выравнивает температурные колебания основной площади кровельного покрытия, благодаря чему исключается появление трещин в нем.

Теплоизоляционные материалы должны обладать морозостойкостью, а также быть водостойкими и не выделять токсичных веществ.

При выборе утеплителя необходимо обращать внимание на коэффициент теплопроводности λ , Вт/(мК) материала. Он должен быть таким, чтобы материал в условиях эксплуатации мог обеспечить требуемое сопротивление теплопередаче при минимальной толщине теплоизоляционного материала.

Очень важной характеристикой теплоизоляционных материалов является их способность впитывать и удерживать влагу. Материалы с повышенной способностью к влагопоглощению эксплуатационно наименее пригодны, т. к. в процессе эксплуатации их теплоизоляционные качества ухудшаются.

Значительно снизить водопоглощение теплоизоляционных материалов позволяет их гидрофобизация путем введения кремнийорганических и других добавок.

Сравнительные технические и эксплуатационные характеристики материалов для гидро- и пароизоляции кровли

Наименование	Прочность. Разрывная нагрузка продольная, Н/5 см	Паропроницаемость за 24 часа, кг/м ²	Стабильность к УФ-облучению, месяц	Диффузия водяного пара, Sd, м	Область применения
Ютафол Д 111 Стандарт	220	0,04	3	0,98	подкровельная гидроизоляция
Ютафол ДТБ 150 Стандарт	300	0,03	4	1,1	подкровельная гидроизоляция
Ютакон	800	-----	12	77	подкровельная гидроизоляция
Ютавек	260	1,0	4	0,04	подкровельная гидроизоляция
Ютафол Н 110 Стандарт	220	-----	3	46	пароизоляционная пленка
Ютафол НАЛ 170 Специал	200	-----	3	188	пароизоляционная пленка
Ютафол Н 220 Стандарт	250	-----	3	78	пароизоляционная пленка
Tyvek Soft	200	0,75	4	< 0,02	гидроветрозащита
Tyvek Housewrap	200	0,75	4	< 0,02	гидроветрозащита
Tyvek Solid	300	0,75	4	< 0,02	гидроветрозащита
Изоспан А (кровельный)	211	0,7	3	0,04	гидроветрозащита
Изоспан В	108	-----	3	40	водонепроницаемая пароизоляция
Изоспан С	225	-----	3	1,5	двухслойная гидроизоляция от грунтовой влаги

Продукция инофирм, поставляемая на наш рынок, является гидрофобизированной, а отечественных производителей (за небольшим исключением) негидрофобизированной.

При производстве ремонтных работ необходимо особое внимание уделять состоянию утеплителя. При сильном влагонасыщении теплоизоляции необходимо произвести устройство вентиляционных каналов для ее просушки с целью восстановления теплоизолирующих свойств утеплителя и для исключения отрицательного воздействия избыточного парциального давления, образующейся паровоздушной смеси, на стяжку и кровельный ковер.

Плотность материала, применяемого для утепления, должна быть не более 250 кг/м^3 , иначе значительно возрастет нагрузка на конструкцию перекрытия [14].

В качестве основания под рулонные и мастичные кровли применяются теплоизоляционные материалы с повышенными прочностными показателями на сжатие.

Изделия из минеральной ваты представлены российскими производителями ЗАО «Минеральная вата», АО «Термостепс», «АКСИ», АО «Изорок» и др., а также компаниями «Paros» (Финляндия), «Rockwool» (Дания), «Izomat» (Словакия) (см. табл. 6.3.8).

Изделия из стеклянной ваты представляются фирмами «Флайдер-Чудово», «URSA» и «Isover» и отли-

чаются от минеральной ваты большей упругостью, виброустойчивостью и долговечностью.

Изделия из пенополистирола ПСБ-С применяются для плоской кровли под стяжку марок М35 и М50 с плотностью не менее 35 кг/м^3 , выпускаются фирмами «ТИГИ-KNAUF», «Мосстройпластмасс», «Мосстрой 31» и др.

Изделия из экструдированного пенополистирола имеют высокое сопротивление к водопоглощению, высокие прочностные и теплоизоляционные характеристики. Прочность экструдированного пенополистирола превосходит прочность всех широко применяемых теплоизоляционных материалов, поэтому часто используются при устройстве эксплуатируемых крыш. Эти изделия представлены фирмами-производителями «Пеноплэкс», «STYROFOAM» и др.

Для утепления скатных крыш и перекрытий могут применяться теплоизоляционные материалы мягких и полужестких материалов с плотностью $35\text{--}125 \text{ кг/м}^3$.

При выборе утеплителя для кровли необходимо руководствоваться основным требованием заказчика — соотношением цена/качество, данными произведенного теплотехнического расчета, требованиями пожарной безопасности, прочностными и эксплуатационными характеристиками материала исходя из особенностей типа и назначения каждой кровли.

Сравнительные технические и эксплуатационные характеристики теплоизоляционных материалов для кровли

Наименование	Плотность, кг/м^3	Прочность на сжатие при 10 % линейной деформации, кПа	Расчетный коэф-т теплопроводности при условиях эксплуатации «Б»	Водопоглощение за 24 часа, не более, %	Область применения
ЗАО «Минеральная вата» — «Rockwool»					
Руф БАТТС	160	45	0,046	1,5	Теплоизоляция кровли, в т. ч. без цементной стяжки
Руф БАТТС В	>180	60	0.048	1.5	Верхний теплоизоляционный слой в комбинации с нижним слоем Руф БАТТС Н
Руф БАТТС Н	110	25	0,049	1,5	Нижний теплоизоляционный слой кровли
Бетон элемент БАТТС	145	45	0,052	1,5	Однослойная теплоизоляция кровель и бетонных «сэндвич»-панелей
Лайт БАТТС	35	-----	0,045	1,5	Утепление скатных крыш, мансард и перегородок
Плита П-50	45	-----	0,046	2	Утепление скатных крыш, мансард и перегородок
Плита П-75	65	-----	0,046	2	Утепление скатных крыш, мансард и перегородок

Наименование	Плотность, кг/м ³	Прочность на сжатие при 10 % линейной деформации, кПа	Расчетный коэф-т теплопроводности при условиях эксплуатации «Б»	Водопоглощение за 24 часа, не более, %	Область применения
Плита П-125	115	15	0,048	2	Утепление скатных крыш, мансард и перегородок
Плита П-175	165	35	0,049	2	Нижний слой теплоизоляции плоской кровли и утепление скатных крыш
Плита ППЖ-200	190	40	0,052	2	Теплоизоляция плоской кровли
«Изорок»					
Изоруф	150	45	0,047	1,5	Теплоизоляция плоской кровли
Изоруф В	175	60	0.049	1,5	Теплоизоляция плоской кровли
«Izomat»					
Нобасил JPS-150	150	50	0,049	2	Теплоизоляция плоских кровель
Нобасил JPS-175	175	70	0.049	2	Теплоизоляция плоских кровель
Нобасил STA-150	150	50	0,049	2	Теплоизоляция плоских кровель
«Izover»					
OL-K-30	140	50	0,041	5	Верхний слой теплоизоляции плоской кровли с нижним слоем OL-P
OL-P	90	35	0,041	5	Нижний слой теплоизоляции плоской кровли
Dachoterm G	180	115	0.049	5	Верхний слой теплоизоляции плоской кровли с нижним слоем DACHOTERM SL
Dachoterm SL	120	70	0,047	5	Нижний слой теплоизоляции плоской кровли
Dachoterm MONO	120	70	0,047	5	Теплоизоляция плоской кровли
Izover KL, KL-E, KT	14-16	-----	0,041	10	Теплоизоляция скатных кровель, мансард
«Тиги-Кнауф»					
ПСБ-С-25	15-25	100	0.039	2	Теплоизоляция скатных крыш
ПСБ-С-35	25-35	160	0,039	2	Теплоизоляция плоских кровель
ПСБ-С-50	35-50	200	0,040	1,8	Теплоизоляция плоских кровель
«Пеноплэкс»					
Пеноплэкс М 35	30-35	250	0,030	0,1	Теплоизоляция плоских и эксплуатируемых кровель
Пеноплэкс М 45	38-50	500	0.032	0.2	Теплоизоляция плоских и эксплуатируемых кровель

Технические характеристики полимерных покрытий

Показатели	Акрил	Полиэстер	Пластизол	Пурал
Толщина покрытия, мкм	25	25	175	50
Поверхность	Гладкая	Гладкая	Тиснение	Гладкая
Максимальная температура эксплуатации, °С	+120	+120	+60	+120
Сохранность внешнего вида	*	**	***	****
Минимальный радиус изгиба	4 x t	3 x t	0 x t	1 x t
Коррозионная стойкость — соляной тест, не менее часов — водяной тест, не менее часов	500 1000	500 1000	1000 1000	1000 1000
Устойчивость к ультрафиолетовому излучению	**	****	***	****
Устойчивость к механическим повреждениям	*	***	*****	****

Металлические покрытия. Для изготовления покрытий жесткой кровли используются различные материалы:

- листовая или рулонная оцинкованная сталь;
- профилированные (волнистые) листы;
- металлочерепица;
- цветные металлы.

Оцинкованная кровельная сталь — это недорогой и легкий в работе материал, который позволяет устраивать кровли с геометрией практически любой сложности.

На объектах большой площади в промышленном и гражданском строительстве в качестве кровельного материала используются профилированные листы.

Среди современных кровельных материалов одно из первых мест по популярности занимает цельнолистовая металлочерепица.

Металлочерепица изготавливается из оцинкованной стали, покрытой полимером. Небольшой вес, простота монтажа, разнообразная цветовая гамма, длительный срок эксплуатации — основные достоинства металлочерепицы. Одним из недостатков металлочерепицы является повышенная шумность во время дождя и ветра.

Для придания металлическим кровлям декоративных свойств и дополнительной защиты от коррозии применяют специальные полимерные покрытия.

Для заказчика необходимо знать, что различные полимерные покрытия характеризуются различной устойчивостью к ультрафиолетовому излучению (цветостойкость), к температуре, агрессивным средам, к механическим повреждениям и другим факторам (см. табл. 6.3.9 [14]).

Акрил представляет собой лакокрасочный слой, который является чрезвычайно нестойким, его легко повредить при монтаже кровли.

Полиэстер является одним из наиболее распространенных полимеров, относительно недорогой материал. Полиэстер стоек к механическим и атмосферным воздействиям. Полиэстер обладает высокой цветостойкостью и пластичностью.

Пластизол — это декоративный полимер, состоящий из поливинилхлорида и пластификаторов. Благодаря большой толщине пластизоловое покрытие является одним из самых устойчивых к механическим повреждениям. Стальные листы с пластизоловым покрытием являются идеальным материалом для изготовления фальцевых кровель.

Пурал — это новый тип полимерного покрытия на полиуретановой основе, модифицированной полиамидом. Этот материал имеет хорошую химическую устойчивость, выдерживает солнечное излучение и большие суточные температурные перепады.

Системы антиобледенения. Образование наледей на кровле может привести к различным негативным последствиям, как то:

- повышенная механическая нагрузка на элементы кровли приводит к сокращению ее срока службы;
- появление механических повреждений вследствие необходимости механической очистки кровли от наледей и сосулек;
- отрыв массивных ледовых масс создает опасность для жизни людей и может причинить ущерб находящемуся внизу автотранспорту.

Классификация греющих кабелей

Тип кабеля	Основное назначение	Диапазон мощностей, Вт/м	Длина секции	Применимость на кровлях
Резистивные	Подогрев пола	5–30 фиксированная	Фиксированная 10–200 м	Ограниченная
Саморегулирующиеся	Подогрев трубопроводов, лотков, водостоков	5–60 переменная	Любая, до 150 м, резка по месту	Полная
Зональные	Подогрев трубопроводов	10–80 фиксированная	Любая, до 150 м, резка по месту	Подогрев длинных водостоков
Бронированные	Подогрев открытых площадей, водостоков	20–60 фиксированная, с возможностью незначительной коррекции	Фиксированная, с возможностью прирезки по месту 1–2 м	Подогрев водостоков, капельников, бетонных лотков

Для решения проблемы образования наледей и надежной эксплуатации кровли в весенне-осенний период используются системы антиобледенения кровли на основе греющих кабелей.

Состав системы антиобледенения включает в себя:

- **греющую часть**, состоящую из греющих кабелей и дополнительных элементов крепления на кровле, а также некоторые элементы снегозадержания, взаимодействующие с греющими элементами;
- **распределительную сеть**, обеспечивающую электропитание для всех элементов греющей части. В ее состав входят силовые, информационные кабели, распределительная коробка и крепежные элементы;
- **систему управления**, включающую в себя шкаф управления, терморегуляторы, датчики температуры и осадков, пускорегулирующую и защитную аппаратуру.

Системы антиобледенения в основном работают в весенний и осенний периоды, а также во время оттепелей (время образования наледей). Датчик температуры и осадков управляет системой с учетом конкретных метеословий и имеет возможность настройки параметров в зависимости от особенностей климатической зоны, расположения и этажности здания. Греющие кабели устанавливаются на всем пути талой воды, начиная с горизонтальных желобов и лотков и заканчивая выходами из водостоков, а при наличии входов в ливневую канализацию — до коллекторов, ниже глубины промерзания.

Особые требования к системам антиобледенения предъявляются с точки зрения пожаро- и электробезопасности. Все элементы системы должны иметь все необходимые сертификаты и опыт применения в составе антиобледенительных систем.

Системы антиобледенения должны проходить не только приемо-сдаточные, но и периодические испытания.

Периодические испытания необходимо проводить в начале осени для проверки технического состояния системы и подготовки ее к работе в сезон. При этом прежде всего проверяется сопротивление изоляции с целью обнаружения поврежденных участков. Затем проводится проверка состояния аппаратуры и настроек терморегуляторов, после чего производится рабочее включение системы, и она работает в ждущем режиме.

Греющие кабели являются основным элементом, обеспечивающим надежность и эффективность работы системы антиобледенения. Классификация греющих кабелей приведена в табл. 6.3.10 [14].

Для эффективного применения антиобледенительных систем необходимо обращаться в компании, предоставляющие полный комплекс услуг от проектирования до монтажа и технического обслуживания системы.

Температурно-влажностный режим чердачного помещения оказывает решающее значение на льдообразование. При создании в чердачном помещении температурного режима, при котором разница температуры наружного воздуха и воздуха чердачного помещения составляет 2–4 °С, подтаивания снега не происходит, а значит, не образуется наледей и сосулек.

Обследование чердачных помещений, особенно домов, подверженных интенсивному обледенению, начинают с измерения температуры воздуха чердачного помещения термометром для наружного воздуха или психрометром. При разнице температуры наружного воздуха и температуры воздуха на чердаке выше +4 °С следует установить источники поступления теплоты в чердачное помещение, которыми могут быть недостаточная или некачественная теплоизоляция чердачного помещения, неудовлетворительная изоляция трубопроводов, воздухопроводов, расширительных баков, вентиляционных и канализационных стояков и т. п., расположенных в чердачном помещении. Кроме того, возможна недостаточная вентиляция чердачного помещения. Для улучшения температурно-влажностного режима чердачных помещений и крыш

необходимо прежде всего привести в технически исправное состояние их ограждающие конструкции и при возможности устраивать специальную естественную систему вентиляции, располагая вентиляционные отверстия под свесом кровли и в коньке здания. В этом случае в наибольшей степени используют побудительные силы воздухообмена — тепловой и ветровой напор.

Теплоизоляция чердачного помещения. Прежде всего необходимо установить фактическую толщину насыпного утеплителя. Толщина насыпного утеплителя должна быть не менее 16–22 см при засыпке керамзитовым гравием или шлаком. Замеры делают не менее чем в пяти точках в разных местах перекрытия. У наружных стен толщина утеплителя на ширину 30–50 см должна быть в 2 раза больше, чем по поверхности чердачного перекрытия.

Для улучшения теплоизоляции чердачного перекрытия рекомендуется один из следующих способов:

а) увеличить толщину утеплителя до нормы;
б) добавлять в утеплитель рекомендуется: легкий керамзит, минеральную вату, минеральный войлок, полимерные утеплители и т. д. Добавлять тяжелый утеплитель, например шлак, без предварительного расчета несущей способности чердачного перекрытия, утвержденного проектной организацией, не рекомендуется; при смене утеплителя глиняную смазку заменять рулонной гидроизоляцией нельзя, так как вентиляция перекрытия будет нарушена;

в) при слежавшемся сыпучем утеплителе произвести рыхление, которое по правилам эксплуатации необходимо производить 1 раз в 5 лет.

Двери и люки чердачных помещений должны быть обшиты кровельной сталью по асбесту или войлоку, смоченному в глине. Для плотного притвора обязательно нужны уплотняющие прокладки из резины, пенополиуретана или других упругих материалов.

Проверку теплоизоляции трубопроводов центрального отопления и горячего водоснабжения, проходящих в чердачном помещении, производят осмотром. Не допускается наличие оголенных участков и трещин теплоизоляции. Проверяют, достаточна ли толщина изоляции, которая должна быть в зависимости от диаметра труб. Можно измерять температуру наружного слоя изоляции. Температура может быть выше температуры наружного воздуха не более чем на 4 °С. При нарушении теплоизоляции необходимо ее отремонтировать, оголенные участки утеплить. Необходимо изолировать также расширительные баки, воздухоотборники, тепловые задвижки и т. д. Изоляцию выполняют в виде деревянных коробов с засыпкой шлаком или обшивкой минеральной ватой. Не допускается увлажнение чердачного перекрытия водой при спуске воздуха из системы центрального отопления через воздухоотборники.

Вентиляционные каналы и шахты, проходящие через чердачные помещения, следует утеплять деревянными коробами, которые изнутри обшивают кровельной сталью, а снаружи штукатурят. Наиболее удобными

являются вентиляционные короба из гипсошлаковых плит с заделкой швов гипсовым раствором. Щели и зазоры в вентиляционных каналах не допускаются. Канализационные стояки при прохождении через чердак соединяют раструбами вверх, чтобы конденсат, образующийся в трубах, не попадал через стыки на перекрытие. В случае наличия такого дефекта необходимо очистить стык и произвести зачеканку вновь, заполнив 2/3 раструба смоляным канатом, и замонтировать расширяющимся цементом.

Вентиляция чердачного пространства. Если все вышеперечисленные мероприятия не обеспечивают требуемого температурно-влажностного режима, необходимо детально рассмотреть вентиляционные устройства крыши.

Вентиляционные отверстия вдоль конька крыши можно устраивать в виде щели (или точечные), а в карнизной части — в виде щели под обрешеткой и в виде отдельных отверстий (точечные продухи), равномерно распределенных по осям колонн и простенков. Площадь вентиляционных отверстий в крыше устанавливается из условий полного удаления избытков теплоты из подкровельного пространства (чердачного помещения, воздушной прослойки), вызывающих таяние снега на кровле в морозные дни, что приводит к обледенению наружных водоотводящих устройств здания. Площадь вентиляционных отверстий не должна быть менее 1/500 от площади чердачного перекрытия. В карнизной части стены вентиляционную щель устраивают следующим образом: нижние доски решетки, служащие основанием под свесы и желоба кровли, отрывают; на кобылки прибивают рейки клиновидной формы длиной 1–1,5 м и толщиной равной высоте продуха. Затем восстанавливают обрешетку. Точечные карнизные продухи пробивают в кладке стены на 50–100 мм выше утепляющего слоя чердачного перекрытия. С наружной стороны вентиляционных отверстий устанавливают решетки с ячейками не более 20 x 20 мм или жалюзи. Решетки (жалюзи) следует делать створными или съемными, что позволяет без нарушения их крепления устанавливать консоли для подвесных лесов и люлек при ремонте фасадов. Нижние щелевые продухи могут быть сделаны также путем разборки кирпичной кладки под обрешеткой, если позволяет конструкция стены.

В качестве наиболее действенного мероприятия по обеспечению необходимой вентиляции, улучшению температурно-влажностного режима холодного чердака и устранению обледенения чердачных крыш со стальной кровлей может быть рекомендовано устройство прикарнизного щелевого продуха с одновременным устройством коньковых вентиляционных шахт. Дополнительными мерами по устранению обледенения поверхности крыш и ее водоотводящих устройств является уменьшение воздействия солнечной радиации на кровлю, а также придание ее поверхности гидрофобных свойств, позволяющих снизить сцепление воды, льда и пыли с материалом кровли.

Виды ремонта кровель

Для того чтобы крыша в полной мере выполняла возложенные на нее функции в течение всего срока существования здания, она должна подвергаться планово-предупредительному, текущему и капитальному ремонту.

Планово-предупредительный ремонт — мелкий ремонт, проводимый в процессе плановых осмотров кровли (весной, летом, осенью, зимой).

Текущий ремонт заключается в систематическом и своевременном выполнении работ по предупреждению преждевременного износа крыши и отдельных ее элементов. Текущий ремонт можно разделить на профилактический (заранее планируемый) и непредвиденный (аварийный), выполняемый в срочном порядке в процессе эксплуатации.

Капитальный ремонт включает работы по восстановлению или замене конструкций и элементов зданий (при потере ими эксплуатационных, физико-механических качеств, разрушения и т. д.) с целью обеспечения постоянной эксплуатационной надежности.

Ремонт кровли должен производиться с подбором материалов и технологий для каждого ее элемента отдельно.

В общем виде весь процесс ремонта кровли разделяется на следующие этапы:

1. Аварийный ремонт. Позволяет устранить протечки и за счет этого остановить дальнейшее разрушение кровли.
2. Определение времени текущего или капитального ремонта в зависимости от состояния кровли.
3. Плановое обследование кровли с составлением паспорта объекта и дефектной ведомости, в которых указываются сроки проведения текущего и капитального ремонта и мероприятия, позволяющие остановить разрушение кровли и продлить срок службы существующего покрытия.

Объемы и виды работ, выполняемых при текущем и капитальном ремонте, зависят от проектно-конструкторских особенностей здания в целом и отдельных его элементов и систем, прогнозируемых сроков службы, условий эксплуатации, технического состояния и во многом от принятой системы профилактических работ. Регулярное проведение таких работ позволит каждому зданию предприятий в течение расчетного срока службы соответствовать нормативным эксплуатационным требованиям.

Решая проблему качества и надежности кровли, специалисты разрабатывают и применяют различные технологии ремонта и устройства мягких кровель.

Выбор способа и технологии производится специалистами на основе результатов проведенного обследования и изучения проекта кровли.

Кровельные работы должны выполняться специализированными бригадами под техническим руководством и контролем производителя работ на основа-

нии технологических карт, составленных по результатам обследования и проекта производства работ.

Основные применяемые способы укладки рулонных материалов:

- горячим (огневым) способом с помощью газовых горелок;
- горячим (безогневым) способом с помощью облучения инфракрасного излучения;
- на горячих битумных мастиках;
- на холодных резинобитумных, битумно-полимерных и полимерных мастиках и клеях.

Для **ремонта мягких кровель** используются следующие основные виды ремонта:

- реконструкция старой кровли путем полного снятия и замены старого кровельного покрытия;
- ремонт кровли без снятия старого кровельного ковра путем термохимической обработки кровли при помощи инфракрасных нагревателей;
- поэлементный метод ремонта кровли, выполняемый с частичным снятием и заменой покрытия на ответственных участках кровли (примыкания, водостоки, ендовы и т. д.);
- устройство дополнительного кровельного покрытия — «дышащей» кровли непосредственно на старый кровельный ковер.

Реконструкция старой кровли производится путем полного снятия старого кровельного покрытия, затем демонтируется старая цементно-песчаная стяжка, влагонасыщенный утеплитель, пароизоляционное покрытие и водосточные воронки внутреннего водостока. Демонтаж старой кровли производится поэтапно участками на площади не более 30—50 м² под специальным тентовым покрытием для избежания протечек из-за атмосферных осадков во время производства работ.

После удаления старого кровельного покрытия выполняются все работы, предусмотренные технологией устройства новой мягкой кровли, с устройством пароизоляции, утеплителя, цементно-песчаной стяжки, системы внутреннего водостока, 2—3 слоев гидроизоляционного покрытия и установкой защитных фартуков.

Ремонт кровли без снятия старого кровельного ковра производится с помощью термической обработки кровли инфракрасными нагревателями в следующем порядке:

1. Перед началом работ поверхность кровли полностью очищается, и с помощью дефектоскопа выявляются участки кровли с большим влагонасыщением кровельного ковра и теплоизоляционного слоя. На основании полученных данных составляется картограмма влагонасыщения кровли и устанавливаются места протечек.
2. Для естественного просушивания утеплителя и удаления межслойной влаги в старой кровле вырубается вентиляционные каналы шириной 70 мм на

всю глубину до основания железобетонного перекрытия. Вентканалы устраиваются от наивысшей точки границы водораздела к пониженному участку у водосточной воронки не менее одного на площади 100 м^2 .

3. При помощи инфракрасных нагревателей производится термическая обработка всей поверхности старого ковра. В результате глубокого равномерного прогрева кровли (до 12 слоев) происходят следующие физико-химические процессы:

а) под воздействием высокой температуры вода, находящаяся в кровельном ковре, испаряется, вытесняясь расплавленным битумом;

б) расплавленный битум заполняет дефекты и повреждения кровли и пропитывает основу рулонного материала, происходит склеивание слоев между собой и со стяжкой;

в) в результате создания избыточного давления происходит выдавливание оставшейся части водяных паров из внутренних слоев покрытия и уплотнение слоев рулонного материала;

г) после дополнительного уплотнения участка кровли при его остывании образуется прочное монолитное покрытие из склеенных между собой слоев рубероида и стяжки.

4. После термической обработки кровли производится устройство деформационных швов на участках площадью не менее 300 м^2 , предохраняющих

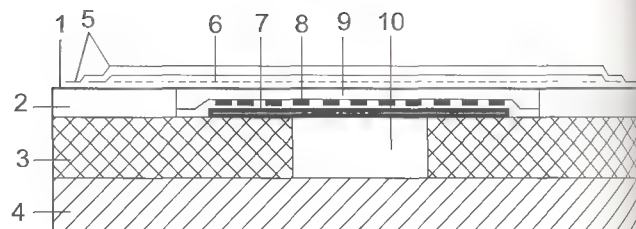


Рис. 6.3.28. Устройство постоянных вентиляционных каналов:

1 — старый кровельный ковер; 2 — выравнивающая стяжка; 3 — утеплитель; 4 — плита перекрытия; 5 — новые слои рулонного материала; 6 — армирующая прокладка из стекломатериала; 7 — защитная полоса из асбоцемента или другого материала; 8 — армирующая сетка; 9 — новый слой выравнивающей стяжки; 10 — вентиляционный канал

монолитный гидроизоляционный слой от растрескивания в процессе сезонной эксплуатации (см. рис. 6.3.27, 6.3.28).

5. В полость вентиляционных каналов устанавливаются перфорированные пластиковые короба П-образной формы, заполненные гидрофобизированным полужестким минераловатным утеплителем или керамзитом. Вентиляционные каналы и деформационные швы накрываются прочными элементами из оцинкованной стали или асбоцемента и усиливаются наклейкой дополнительных слоев битумно-полимерного материала в 2–3 слоя с нахлестом $100\text{--}150 \text{ мм}$.

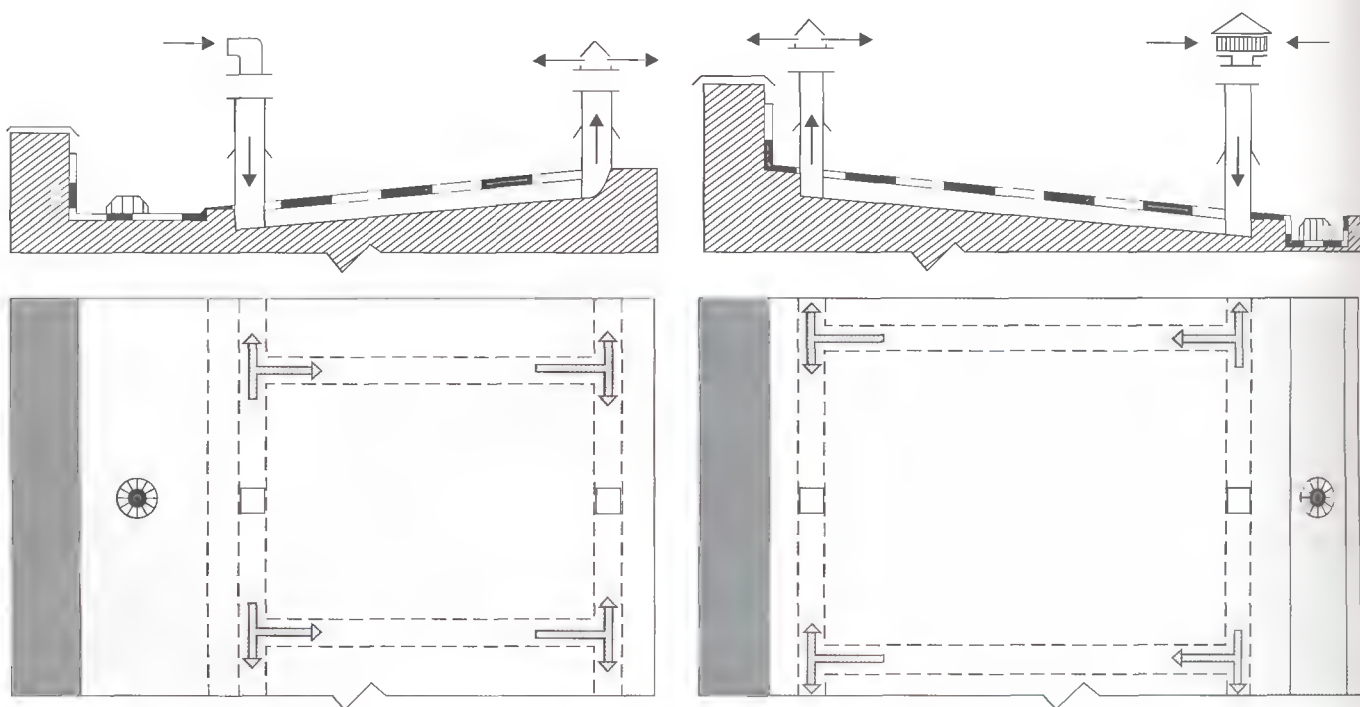


Рис. 6.3.27.

6. Для обеспечения дальнейшего просушивания утеплителя и выравнивания внутреннего давления паровоздушной смеси внутри и снаружи кровельного покрытия, на повышенных участках вентканалов устанавливаются кровельные вентиляторы высотой 500 мм, внутренняя полость кровельного вентилятора засыпается керамзитовым гравием на толщину кровельного покрытия.
7. Монолитное покрытие служит основанием для наплавления дополнительного слоя битумно-полимерного рулонного материала с защитной посыпкой.
8. Места примыканий к парапетам и техническим надстройкам усиливаются наплавлением 1–2 слоев битумно-полимерного материала.
9. Производится изготовление и монтаж защитных фартуков из оцинкованной стали на парапетах и местах примыкания с последующей обработкой мест крепления мастикой АМ-05.

В результате применения данной технологии достигается основная цель ремонта — удаление межслойной влаги и воздуха из кровельного ковра, который служит гидроизолирующим слоем крыши, а также может использоваться как качественная основа под устройство дополнительного слоя кровельного материала или «дышащей» кровли.

Кровли из битумных и битумно-полимерных материалов широко применяются на зданиях предприятий всех типов.

При существующем в настоящее время недостаточном финансировании организаций, эксплуатирующих здания, созданная методика поэтапного ремонта кровель с подбором материалов и технологий, позволяет поэтапно перейти на применение битумно-полимерных и полимерных материалов, способствующих продлению срока службы кровель до капитального ремонта до 15–25 лет.

Необходимо снять аварийную ситуацию на кровле, не допустить протечек кровельного покрытия и, не увеличивая расходы на ремонт (из расчета на год), продлить межремонтный период минимум в 2–3 раза, а за счет эксплуатационной службы — в 4–5 раз, не увеличивая приведенные затраты на ремонт.

Решением поставленной задачи будет внедрение методики поэтапного ремонта кровли с подбором материалов и технологий с тем, чтобы перейти от практики использования дешевых и недолговечных битумных материалов к более долговечным битумно-полимерным и полимерным материалам.

Причем в условиях ограниченного финансирования кровельных работ предусматривается улучшение общего состояния кровель: сокращение количества жалоб на протечки; уменьшение количества зданий предприятий, требующих ремонта; постепенное исключение протечек кровель за счет своевременного планово-предупредительного (текущего) ремонта в процессе сервисного обслуживания кровель.

Предварительный экономический анализ показывает, что при переходе на поэтапный метод ремонта уже на первом году его внедрения увеличивается количество отремонтированных зданий, а также снижается количество кровель, требующих срочного ремонта, и увеличивается межремонтный период на аварийно отремонтированных кровлях.

Эта технология дает возможность перейти на применение битумно-полимерных и полимерных материалов, позволяющих увеличить срок службы кровли до 15–25 лет и сократить приведенные затраты на их ремонт в 2–3 раза.

Подготовка и работы по ремонту мягкой кровли проводятся в следующем порядке:

1. На основании дефектной ведомости осмотра кровли, измерения уклонов ее поверхности, определения состояния конструкций и оборудования, выступающих над кровлей, помещений верхнего этажа здания составляется план кровли с нанесением на него результатов осмотра.
2. По выявленным дефектам определяются объем ремонта, технология и порядок его выполнения.

Особое внимание при ремонте необходимо обратить на гидроизоляцию водостоков и мест примыканий изоляционных слоев к стенам, парапетам, трубам, антеннам и другим выступающим над кровлей конструкциям и инженерным сооружениям.

Ранее всего дефекты кровельного покрытия появляются в местах примыканий к вертикальным поверхностям у выступающих над крышей конструкций. Это вызвано более сложными условиями работы материала в этих узлах кровли. Материал фактически все время находится в напряженном, деформированном состоянии, а особенно при переходах температуры через 0 °С и в зимний период. Здесь чаще всего ковер растрескивается, увлажняются основание и утеплитель, наблюдаются механические повреждения ковра.

В результате оказывается, что в разных местах кровли внешние воздействия и недостатки технологии концентрируются в большей или меньшей степени. И при среднем межремонтном сроке 3–5 лет отдельные узлы и элементы кровли имеют значительную разницу в сроках службы:

- примыкания — 0,5–2,0 года;
- воронки, ендовы — 1–3 года;
- рядовое покрытие — 3–7 лет.

Если сделать в первую очередь ремонт примыканий, ендов и воронок, то приостановится процесс разрушения из-за протечек рядового покрытия, и оно сможет прослужить дольше (5–10 лет). Таким образом, напрашивается решение о необходимости выделения на кровле отдельных элементов, рассмотреть особенности их работы, возникающие дефекты, и, соответственно, адаптировать технологию ремонта кровельного ковра конкретно к каждому элементу.

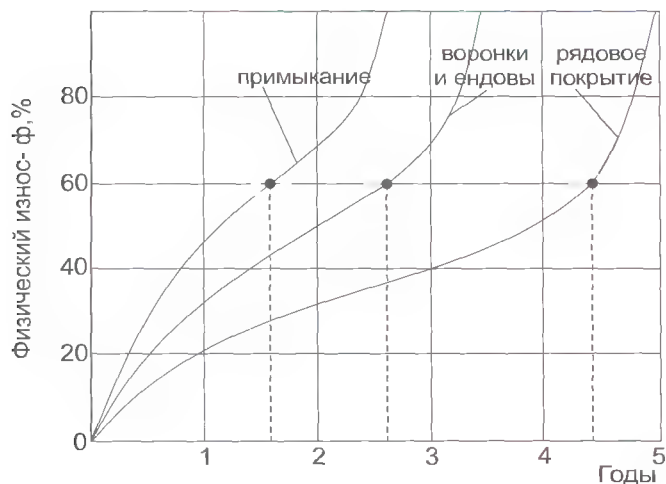


Рис. 6.3.29. Зависимость физического износа отдельных элементов кровли от времени их эксплуатации

На графике зависимости износа отдельных элементов типовой кровли от времени эксплуатации (см. рис. 6.3.29) видно, что примыкания надо ремонтировать уже через год, воронки и ендовы — через два, а рядовое покрытие — не позднее чем через четыре года.

Разновременность выхода из строя отдельных элементов создает определенную сложность всем ремонтным процессам.

Метод позлементного ремонта позволяет максимально совместить износ всех элементов кровли в единый ремонтный момент, сроки которого увеличиваются на 5–10 лет.

Устройство новой мягкой кровли с применением битумно-полимерных наплавляемых материалов должно выполняться в соответствии с представленным или разработанным самостоятельно проектом устройства кровли.

Выбор материалов для гидро- и пароизоляции кровельного утеплителя производится с учетом конструкции кровли, типа перекрытия (железобетон или профнастил).

При устройстве мягкой кровли по железобетонному основанию работы выполняются в следующем порядке:

1. Выполняется установка водосточных воронок внутреннего водостока на проектных отметках.
2. Производится устройство пароизоляционного слоя по всей поверхности перекрытия с заведением на парапеты и места примыканий на высоту толщины утеплителя. В качестве пароизоляции могут применяться битумные рулонные наплавляемые материалы на негниющей основе, а также армированные полиэтиленовые или полипропиленовые пленки.
3. По поверхности пароизоляции производится укладка утеплителя. Выбор материала утеплителя зависит от типа и назначения конструкции здания, а также оптимального соотношения цена/качество

во и эксплуатационной надежности. При использовании в качестве утеплителя горючих материалов (пенополистирол, экструдированный пенополистирол) противопожарные рассечки выполняются из негорючих материалов.

4. Устройство цементно-песчаной стяжки выполняется раствором М 100 толщиной не менее 30 мм. При применении в качестве утеплителя пенополистирольных плит, политерма или сыпучего утеплителя (керамзит), устройство цементно-песчаной стяжки обязательно. В случае использования негорючих теплоизоляционных материалов в качестве стяжки может производиться монтаж асбоцементных или цементно-волоконных плит, закрепляемых к несущему перекрытию кровли полимерными крепежными дюбелями «CROCO». Если в качестве теплоизоляционного верхнего слоя применяется негорючий материал, обладающий высокими прочностными характеристиками (не менее 60–70 КПа при 10 % деформации при сжатии), то устройство стяжки необязательно.
5. Праймирование поверхности стяжки или минераловатного негорючего утеплителя производится нанесением специального состава «МЭБИС» или «Праймаст» из расчета 0,3 кг на 1 м².
6. Устройство гидроизоляционного покрытия производится в 2–3 слоя в зависимости от характеристик применяемого битумно-полимерного материала. Постепенно разогревая нижний покровный слой наплавляемого рулонного материала с одновременным подогревом основания, рулон кровельного материала раскатывается и плотно прижимается к основанию. Рулонный материал укладывается внахлест. При этом боковые нахлесты делаются от 7 до 10 см, торцевые — от 10 до 15 см. Для устройства торцевых нахлестов производится предварительное удаление посыпки на 10–15 см путем разогрева данного участка горелкой. При устройстве «дышащего» гидроизоляционного покрытия производится дополнительное механическое крепление ковра к основанию кровли.
7. После укладки гидроизоляционного покрытия производится изготовление и монтаж защитных фартуков из оцинкованной стали или кровельной меди на парапете и местах примыканий. Места крепления защитных фартуков промазываются мастикой АМ-05.

Для устройства мягких кровель производственных зданий, торговых центров и т. п., где в качестве кровельного перекрытия используется профнастил, предлагается облегченная безстяжечная система (до 100 кг/м²).

1. Выполняется установка и монтаж системы внутреннего или внешнего водостока.
2. На кровельное перекрытие из профнастила укладывается внахлест пароизоляционная пленка и кле-

ивается между собой специальной клеящей лентой. В качестве пароизоляции могут применяться армированные полиэтиленовые или полипропиленовые пленки «Ютафол» или «Изоспан».

3. По поверхности пароизоляционного слоя производится укладка жестких теплоизоляционных плит из негорючего материала с повышенной прочностью на сжатие (не менее 60–70 кПа при 10 % деформации). В качестве теплоизоляционного материала могут применяться материалы фирм «Rock-wool», «Parok», «Izomat», ППЖ (Россия) и др.
4. В качестве основания под гидроизоляционный слой монтируются асбоцементные или цементно-волоконные плиты, закрепляемые к перекрытию из профнастила с помощью полимерных дюбелей «CROCO». В некоторых случаях применение асбоцементных и цементно-волоконных плит можно исключить, при этом используемый теплоизоляционный материал крепится таким же механическим способом.
5. Праймирование поверхности стяжки или минераловатного утеплителя производится нанесением специального негорючего состава «МЭБИС» или «Праймаст» из расчета 0,3 кг на 1 м².
6. Устройство гидроизоляционного покрытия производится в 2–3 слоя в зависимости от характеристик применяемого битумно-полимерного рулонного материала путем наплавления его с помощью газовых горелок и приклеиванию к основанию на асбоцементные плиты или непосредственно к поверхности негорючего утеплителя из минваты.
7. После наплавления гидроизоляционного покрытия выполняется изготовление и монтаж защитных фартуков, отливов на парапетах и примыканиях из оцинкованной стали или кровельной меди с последующей обработкой их мастикой АМ-05.

При устройстве водоизоляционного ковра в весенне-осенний период возможно увлажнение кровельного основания и утеплителя, которое приводит к образованию вздутий, снижающих эксплуатационную надежность кровли. Предотвратить появление вздутий можно частичным закреплением нижнего слоя водоизоляционного ковра, которое выполняется полосовой приклейкой или укладкой на основание перфорированного рулонного материала. Особенность этих материалов состоит в том, что их подплавляемый (приклеивающий) слой нанесен в виде прерывистых полос, между которыми находятся воздушные каналы («Техноласт-Вент», «Унифлекс-Вент»).

Кровли, выполненные таким способом, называются «дышащими».

«Дышащий» водоизоляционный ковер позволяет выравнивать давление паровоздушной смеси в подкровельном слое с давлением наружного воздуха и, таким образом, исключает образование вздутий между основанием под кровлю и кровельным ковром.

Применение «дышащей» кровли не только позволяет избежать вздутий, но и способствует удалению влаги из материала основания и утеплителя (около 1 кг/м² за лето).

«Дышащие» кровли выполняют при текущих или капитальных ремонтах и при устройстве новых кровель в случаях, если:

кровля содержит влажные слои;

в помещении под кровлей есть открытые резервуары с водой (бассейны, гальванические ванны и т. п.).

Материалы «дышащей» кровли могут применяться при ремонте кровель без удаления старого кровельного ковра. Основанием под водоизоляционный ковер могут служить ровные поверхности железобетонных несущих плит, выравнивающих стяжек из цементно-песчаного раствора или асфальтобетона, а также старый кровельный ковер.

При укладке на старый кровельный ковер срезаются все неровности и пузыри, и материал с «дышащим» слоем наплавляется на старое покрытие.

Технологические приемы устройства «дышащей» кровли производят в той же последовательности, что и при наплавлении обычного битумного рулонного материала. Места примыканий к вертикальным поверхностям усиливают дополнительными слоями кровельного материала.

Для вывода образующегося в кровельной конструкции пара используют кровельные вентиляторы (флюгарки). Флюгарки устанавливаются на кровле в повышенных местах или на границах водораздела из расчета 1 (флюгарка $\varnothing$ 110 мм) на 100 м² кровли.

При устройстве металлической кровли используются фальцевые технологии устройства покрытия из отдельных (штучных) листов и современные рулонные технологии.

Рулонная технология предусматривает применение тонколистового рулонного металла из оцинкованной стали (0,55 мм), титан — цинкового сплава (0,65 мм), меди (0,6 мм) и тонколистового алюминия (0,8 ÷ 1,0 мм).

Данная технология обладает рядом преимуществ:

1. Высокая степень герметичности за счет закатки в стоячий двойной фалец поперечных швов смежных кровельных листов при минимальном количестве продольных стыков, а в идеальном варианте — при полном их отсутствии.
2. Высокая скорость и качество монтажа при использовании специального оборудования.
3. Метод устройства кровли практически бесшумен.
4. Специальный раскрой и соединение кровельных «картин» электромеханическим закаточным устройством позволяет значительно экономить кровельный материал (отход не более 5 %).
5. Изготовление заготовок производится непосредственно на объекте.

6. Кровельные панели представляют собой сплошное покрытие на всю длину ската здания, благодаря чему можно избежать продольных соединений и нахлестов.

7. При возведении кровель зданий с применением рассматриваемой технологии работы проводятся по следующей схеме:

- возводится несущая конструкция;

- монтируется конструкция для укладки утеплителя;

- на подготовленные конструкции укладывается утеплитель;

- на возведенные конструкции производится монтаж дополнительного крепления обрешетки кровли;

- производится монтаж металлической кровли.

В зависимости от технического состояния кровель из оцинкованной стали при ремонте крыши выполняются следующие работы: усиление, замена и крепление несущих элементов стропил; замена отдельных листов или участков кровли и водоотводящих устройств; постановка заплат на поврежденные места кровли; заделка свищей, уплотнение фальцев и крепление элементов кровли, водостоков и оборудования, размещенного на крыше; частичная или сплошная окраска кровли; восстановление огнезащитного слоя на деревянных элементах; устройство специальной вентиляционной системы для проветривания чердачного помещения.

Перед началом работ необходимо составить дефектную ведомость и схематический план крыши с указанием ширины прикарнизной зоны, герметизации фальцев кровли, размеров ендов и обозначением мест возможных скоплений на кровле снега, мест примыканий к стене надстроек, шахт и опор парапетных решеток, реклам, антенн и т. п.

Перед ремонтом крыши металлическую кровлю осматривают снаружи и с чердака на свет, а также во время и после сильного дождя. В стропильных системах проверяют узлы сопряжения стропил, в которых возможно появление деформаций из-за усушки древесины и ослабления крепления, а также мауэрлаты, концы стропильных ног, где образуются благоприятные условия для гниения древесины. При наличии гнилой древесины ее стесывают, а в случае значительного уменьшения сечения стропильные ноги, стойки, подкосы и другие части стропил усиливают или заменяют новыми. Деревянные элементы несущих конструкций, подвергшиеся ремонту и выполненные из новой древесины, тщательно антисептируют, при этом предварительно им придают проектное положение, обеспечивающее ровную поверхность кровли.

Ремонт кровли ведут в направлении от низа ската вверх. Сначала ремонтируют свес и желоба, затем рядовое покрытие и места примыканий кровли к вы-

ступающим над крышей частям здания. Далее исправляют обшивку слуховых окон, ремонтируют вентиляционные шахты, парапеты, зонты и дефлекторы, а также водосточные трубы. Дефектные участки карнизных свесов, желобов, рядового покрытия, отдельных листов и других элементов стальной кровли заменяют в границах лежащих и стоячих фальцев. При устранении местных повреждений рядового покрытия допускается устраивать заплату в пределах листа, соединяя его с кровлей поперек ската лежащими фальцами, вдоль — стоячими. Лежащие фальцы располагают непосредственно на брусках или досках обрешетки. При устройстве новых настенных желобов и разжелобков взамен поврежденных обрезают кромки рядового покрытия, образовавшие лежащий фальц. Новый стык располагают выше наибольшего уровня, который может образовываться в водоотводящих устройствах при стоке дождевых или талых вод.

При частичной замене кровли работы по заготовке и укладке кровельных картин выполняют так же, как и при устройстве новых стальных кровель.

Металлические листы в стыках, расположенных поперек стока воды, соединяют при уклоне кровли более 30° одинарными лежащими фальцами, при уклоне кровли менее 30° , а также на карнизах и разжелобках — двойными фальцами. Лежащие фальцы загибают в сторону стока. Листы фартуков соединяют между собой одинарными лежащими фальцами. Металлические листы в стыках, располагаемые вдоль стока воды, а также на коньках и ребрах, соединяют одинарным или двойным стоячим фальцем.

Устойчивость и неподвижность ослабленных элементов крыши и размещенного на ней оборудования обеспечивают подтяжкой и установкой дополнительных деталей крепления (скоб, заклепок, болтов, клеммер и пр.). Особое внимание уделяют креплению элементов водосточных труб (в первую очередь воронкам).

Герметизацию фальцев и пробоин металлических кровель можно выполнить с применением полимерной композиции «Поликров», в состав которой входят:

- «Поликров-М» — однокомпонентная полимерная клеевая мастика холодного применения;

- «Поликров-АР» — рулонный полимерный материал;

- «Поликров-Л» — пигментированная атмосферостойкая антикоррозионная мастика.

1. На ремонтируемом участке производится загиб стоячих фальцев.

2. Сухую, обеспыленную поверхность фальца проклеивают полосками стеклоткани или материалами «Поликров-АР» на мастику «Поликров-М» шириной полос не менее 150 мм.

3. Швы и поверхность полос тщательно проклеиваются мастикой «Поликров-М».

Основные технические характеристики полимерной композиции «Поликров»

Условная прочность, МПа, не менее	5
Относительное удлинение (по основе), %, не менее	400
Водонепроницаемость за 24, кПа, не менее	100
Морозостойкость – гибкость на стержне радиусом 5 мм, °С	-60
Теплостойкость, °С, не менее	+140
Поверхностная плотность, кг/кв. м, не более	3
Срок службы, лет, не менее	25

- После высыхания на всю поверхность наносится один слой «Поликров-Л».
- Крупные отверстия и пробоины, размером от 10 мм и более, перекрывают заплатами в два слоя из материала «Поликров-АР».

Допускается полностью покрывать кровлю из оцинкованной стали рулонными материалами, а также применять полимерную композицию «Поликров» без разборки и снятия старой кровли. Перед покрытием стальную кровлю очищают от мусора и пыли, стоячие фальцы листов загигают (табл. 6.3.11).

Снижение затрат на ремонтные работы и развитие энергоресурсосбережения при эксплуатации кровель зданий и сооружений

При многолетнем характере договоренности на проведение ремонтных работ обеспечивается более высокий уровень ремонта и обслуживания по сравнению с одномоментной подрядной работой. Необходимо беречь эксплуатационный ресурс постройки, а ремонтным работам придавать высокую надежность во времени (на три года как минимум). Надежность как эксплуатационное свойство конструкций, элементов, узлов и здания в целом становится главным критерием оценки проделанных работ.

Один из методов квалифицированного обслуживания кровельных покрытий подразумевает создание службы эксплуатации и ремонта кровель зданий предприятия.

Главными задачами службы эксплуатации и ремонта кровель являются:

- Организация договорного (многолетнего) сервисного эксплуатационного обслуживания кровель зданий предприятия.

- Регулярная экспертная оценка состояний кровельных покрытий, ведение технической паспортизации крыш.
- Составление рекомендаций по производству работ в соответствии с конструкциями кровельных покрытий и их состояний.
- Опытные работы по применению новых кровельных материалов и технологий на базе одной или нескольких фирм.
- Техническая и информационная помощь в осуществлении ремонтно-строительных работ по графикам оптимальной эксплуатации зданий предприятия.
- Экспертная оценка предложений фирм по устройству и ремонту кровельных покрытий, стоимости работ при проведении торгов.
- Экспертиза проектно-сметной документации на ремонтно-строительные работы.

Эта система разрывает движение процесса по замкнутому кругу, когда ограниченность средств, выделяемых на ремонт зданий предприятия, приводит к экономии разовых затрат, а значит, к применению устаревших дешевых материалов, упрощенных конструкций, к привлечению недостаточно квалифицированной рабочей силы, а в итоге приводит к ненадежным кровлям, требующим вскоре новых и новых ремонтов.

Затраты на эксплуатацию кровли распределяются следующим образом: повышаются в течение времени и имеют пиковый рост в год капитального ремонта с некоторым снижением после него. Отсюда вытекают две особенности, имеющие определяющее значение для финансирования данных работ:

- Выделение средств необходимо планировать на срок, захватывающий, как минимум, один капитальный ремонт, т. е. на достаточно длительный период.
- Основной способ снизить общие расходы — увеличить срок службы кровли между капитальными ремонтами.

Еще одна особенность кровельных работ — износ материалов, и, соответственно, возникновение аварийных ситуаций происходит неравномерно на всей площади кровельного ковра. Существуют известные специалистам «узкие» места (воронки, примыкания и т. д.), в которых протечки образуются гораздо чаще. Традиционный метод, доминирующий в российской практике, — это замена всего покрова одним материалом. Однако фирмы, использующие прогрессивные методы ремонта кровли, осуществляют поэлементный ремонт, т. е. применяют более долговечные материалы на проблемных участках, и самые простые — на остальной площади. Причем замена материала на одном участке кровли может значительно отстоять во времени от замены кровли на другом участке. Такая

Используемый материал	Срок службы, в среднем, лет	Стоимость ремонта, руб./кв.м	Приведенные затраты, руб./кв. м	Эксплуатационные расходы, % к суммарным приведенным затратам
4 слоя рубероида на мастике	8	290	59	33,7%
3 слоя материала на окисленном битуме	11	340	55	37,4%
2 слоя битумных материалов на стеклоткани	14	330	49	45,1%
2 слоя битумно-полимерных материалов на стеклоткани	19	370	37	33,7%
2 слоя битумно-полимерных материалов на полиэстере	26	420	31	30,4%

технология позволяет быстро ликвидировать предаварийные ситуации и значительно продлевать срок эксплуатации кровли. В качестве иллюстрации различий в применении указанных методов используем усредненные данные табл. 6.3.12.

Итак, мы можем вывести формулу определения достаточного объема средств на содержание и ремонт кровель зданий предприятия: затраты на аварийный ремонт плюс сумма расходов на безаварийную эксплуатацию кровли с учетом сдвига сроков капремонта. Таким образом, финансироваться должны не затраты ремонтно-эксплуатационных предприятий, а безаварийное содержание кровель.

Преимущество предлагаемого метода ведения кровельных работ состоит в том, что их выполнение возможно при минимально необходимом финансировании (на

аварийный ремонт и предотвращение аварийных ситуаций). При острой нехватке ресурсов финансирование кровельных работ может проводиться в тех объемах, которые выделены из бюджета предприятия, а при появлении сэкономленных средств их следует направлять на проведение дополнительных ремонтных работ.

Существующие методы ремонта зданий предприятия уже не отвечают возросшим требованиям, предъявляемым к показателям надежности ограждающих конструкций и зданий в целом. Необходимо решать в первую очередь не строительные, а специфические ремонтные проблемы, такие как: повышение качества ремонта, снижение затрат на ремонтные работы, сбережение тепло-, энерго- и материальных ресурсов при техническом обслуживании и эксплуатации зданий предприятия.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчетные теплотехнические показатели строительных материалов и изделий

№ п.п.	Материал	Характеристики материалов в сухом состоянии			Расчетные коэффициенты (при условиях эксплуатации по СНиП 23-02)						
		Плотность	Удельная теплоемкость c_0 , кДж/(кг·°C)	Коэффициент теплопроводности λ_0 , Вт/(м·°C)	Массового отношения влаги в материале w , %		Теплопроводности, λ , Вт/(м·°C)		Теплоусвоения (при периоде 24 ч) s , Вт/(м ² ·°C)		Паропроницаемости μ , мг/(м·ч·Па)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I	Теплоизоляционные материалы (ГОСТ 16381)										
A	Полимерные										
1	Пенополистирол	150	1,34	0,05	1	5	0,052	0,06	0,89	0,99	0,05
2	То же	100	1,34	0,041	2	10	0,041	0,052	0,65	0,82	0,05
3	Пенополистирол (ГОСТ 15588)	40	1,34	0,037	2	10	0,041	0,05	0,41	0,49	0,05
4	Пенополистирол ОАО «СП Радослав»	18	1,34	0,042	2	10	0,042	0,043	0,28	0,32	0,02
5	То же	24	1,34	0,04	2	10	0,04	0,041	0,32	0,36	0,02
6	Экструдированный пенополистирол «Стиродур», 2500С	25	1,34	0,029	2	10	0,031	0,031	0,28	0,31	0,013
7	То же, 2800С	28	1,34	0,029	2	10	0,031	0,031	0,30	0,33	0,013
8	То же, 3035С	33	1,34	0,029	2	10	0,031	0,031	0,32	0,36	0,013
9	То же, 4000С	35	1,34	0,030	2	10	0,031	0,031	0,34	0,37	0,005
10	То же, 5000С	45	1,34	0,030	2	10	0,031	0,031	0,38	0,42	0,005
11	Пенополистирол «Стиропол PS15»	15	1,34	0,039	2	10	0,040	0,044	0,25	0,29	0,035
12	То же, PS20	20	1,34	0,037	2	10	0,038	0,042	0,28	0,33	0,030
13	То же, PS30	30	1,34	0,035	2	10	0,036	0,040	0,33	0,39	0,030
14	Экструдированный пенополистирол «Стайрофоам»	28	1,45	0,029	2	10	0,030	0,031	0,31	0,34	0,006
15	То же, «Руфмат»	32	1,45	0,028	2	10	0,029	0,029	0,32	0,36	0,006
16	То же, «Руфмат А»	32	1,45	0,030	2	10	0,032	0,032	0,34	0,37	0,006
16a	То же, «Флурмат 500»	38	1,45	0,027	2	10	0,028	0,028	0,34	0,38	0,006
17	То же, «Флурмат 500А»	38	1,45	0,030	2	10	0,032	0,032	0,37	0,41	0,006
18	То же, «Флурмат 200»	25	1,45	0,028	2	10	0,029	0,029	0,28	0,31	0,006

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
19	То же, «Флурмат 200А»	25	1,45	0,029	2	10	0,031	0,031	0,29	0,32	0,006
20	Пенопласт ПХВ-1 и ПВ1	125	1,26	0,052	2	10	0,06	0,064	0,86	0,99	0,23
21	То же	100 и менее	1,26	0,041	2	10	0,05	0,052	0,68	0,8	0,23
22	Пенополиуретан	80	1,47	0,041	2	5	0,05	0,05	0,67	0,7	0,05
23	То же	60	1,47	0,035	2	5	0,041	0,041	0,53	0,55	0,05
24	То же	40	1,47	0,029	2	5	0,04	0,04	0,4	0,42	0,05
25	Плиты из резольно-фенолформальдегидного пенопласта (ГОСТ 20916)	90	1,68	0,045	5	20	0,053	0,073	0,81	1,10	0,15
26	То же	80	1,68	0,044	5	20	0,051	0,071	0,75	1,02	0,23
27	То же	50	1,68	0,041	5	20	0,045	0,064	0,56	0,77	0,23
28	Перлитопластбетон	200	1,05	0,041	2	3	0,052	0,06	0,93	1,01	0,008
29	То же	100	1,05	0,035	2	3	0,041	0,05	0,58	0,66	0,008
30	Перлитофосфогелевые изделия	300	1,05	0,076	3	12	0,08	0,12	1,43	2,02	0,2
31	То же	200	1,05	0,064	3	12	0,07	0,09	1,1	1,43	0,23
32	Теплоизоляционные изделия из вспененного синтетического каучука «Аэрофлекс»	80	1,806	0,034	5	15	0,04	0,054	0,65	0,71	0,003
33	То же, «Кайманфлекс»										
	ЕС	60-80	1,806	0,039	0	0	0,039	0,039	0,6	0,6	0,010
	ST	60-80	1,806	0,039	0	0	0,039	0,039	0,6	0,6	0,009
	ЕСО	60-95	1,806	0,041	0	0	0,041	0,041	0,65	0,65	0,010
34	Экструзионный пенополистирол «Пеноплэкс», тип 35	35	1,65	0,028	2	3	0,029	0,030	0,36	0,37	0,018
35	То же, тип 45	45	1,53	0,030	2	3	0,031	0,032	0,40	0,42	0,015
Б	Минераловатные (ГОСТ 4640), стекловолокнистые, пеностекло, газостекло										
36	Маты минераловатные прошивные (ГОСТ 21880)	125	0,84	0,044	2	5	0,064	0,07	0,73	0,82	0,30
37	То же	100	0,84	0,044	2	5	0,061	0,067	0,64	0,72	0,49
38	То же	75	0,84	0,046	2	5	0,058	0,064	0,54	0,61	0,49
39	Маты минераловатные на синтетическом связующем (ГОСТ 9573)	225	0,84	0,054	2	5	0,072	0,082	1,04	1,19	0,49
40	То же	175	0,84	0,052	2	5	0,066	0,076	0,88	1,01	0,49 0,49
41	То же	125	0,84	0,049	2	5	0,064	0,07	0,73	0,82	
42	То же	75	0,84	0,047	2	5	0,058	0,064	0,54	0,61	0,53
43	Плиты мягкие, полужесткие и жесткие минераловатные на синтетическом и битумном связующих (ГОСТ 9573, ГОСТ 10140, ГОСТ 22950)	250	0,84	0,058	2	5	0,082	0,085	1,17	1,28	0,41
44	То же	225	0,84	0,058	2	5	0,079	0,084	1,09	1,20	0,41

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
45	То же	200	0,84	0,056	2	5	0,076	0,08	1,01	1,11	0,49
46	То же	150	0,84	0,050	2	5	0,068	0,073	0,83	0,92	0,49
47	То же	125	0,84	0,049	2	5	0,064	0,069	0,73	0,81	0,49
48	То же	100	0,84	0,044	2	5	0,06	0,065	0,64	0,71	0,56
49	То же	75	0,84	0,046	2	5	0,056	0,063	0,53	0,60	0,6
50	Плиты минераловатные ЗАО «Минеральная вата»	180	0,84	0,038	2	5	0,045	0,048	0,74	0,81	0,3
51	То же	140–175	0,84	0,037	2	5	0,043	0,046	0,68	0,75	0,31
52	То же	80–125	0,84	0,036	2	5	0,042	0,045	0,53	0,59	0,32
53	То же	40–60	0,84	0,035	2	5	0,041	0,044	0,37	0,41	0,35
54	То же	25–50	0,84	0,036	2	5	0,042	0,045	0,31	0,35	0,37
55	Плиты минераловатные повышенной жесткости на органо–фосфатном связующем	200	0,84	0,064	1	2	0,07	0,076	0,94	1,01	0,45
56	Плиты полужесткие минераловатные на крахмальном связующем	200	0,84	0,07	2	5	0,076	0,08	1,01	1,11	0,38
57	То же	125	0,84	0,056	2	5	0,06	0,064	0,70	0,78	0,38
58	Плиты из стеклянного штапельного во- локна на синтетическом связующем (ГОСТ 10499)	45	0,84	0,047	2	5	0,06	0,064	0,44	0,5	0,6
59	Маты и полосы из стеклянного волокна прошивные	150	0,84	0,061	2	5	0,064	0,07	0,8	0,9	0,53
60	Маты из стеклянного штапельного волокна URSA	25	0,84	0,04	2	5	0,043	0,05	0,27	0,31	0,61
61	То же	17	0,84	0,044	2	5	0,046	0,053	0,23	0,26	0,66
62	То же	15	0,84	0,046	2	5	0,048	0,053	0,22	0,25	0,68
63	То же	11	0,84	0,048	2	5	0,05	0,055	0,19	0,22	0,7
64	Плиты из стеклянного штапельного волокна URSA	85	0,84	0,044	2	5	0,046	0,05	0,51	0,57	0,5
65	То же	75	0,84	0,04	2	5	0,042	0,047	0,46	0,52	0,5
66	То же	60	0,84	0,038	2	5	0,04	0,045	0,4	0,45	0,51
67	То же	45	0,84	0,039	2	5	0,041	0,045	0,35	0,39	0,51
68	То же	35	0,84	0,039	2	5	0,041	0,046	0,31	0,35	0,52
69	То же	30	0,84	0,04	2	5	0,042	0,046	0,29	0,32	0,52
70	То же	20	0,84	0,04	2	5	0,043	0,048	0,24	0,27	0,53
71	То же	17	0,84	0,044	2	5	0,047	0,053	0,23	0,26	0,54
72	То же	15	0,84	0,046	2	5	0,049	0,055	0,22	0,25	0,55
73	Пеностекло или газостекло	400	0,84	0,11	1	2	0,12	0,14	1,76	1,94	0,02
74	То же	300	0,84	0,09	1	2	0,11	0,12	1,46	1,56	0,02
75	То же	200	0,84	0,07	1	2	0,08	0,09	1,01	1,1	0,03

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
В	Плиты из природных органических и неорганических материалов										
76	Плиты древесноволокнистые и древесностружечные (ГОСТ 4598, ГОСТ 8904, ГОСТ 10632)	1000	2,3	0,15	10	12	0,23	0,29	6,75	7,7	0,12
77	То же	800	2,3	0,13	10	12	0,19	0,23	5,49	6,13	0,12
78	То же	600	2,3	0,11	10	12	0,13	0,16	3,93	4,43	0,13
79	То же	400	2,3	0,08	10	12	0,11	0,13	2,95	3,26	0,19
80	То же	200	2,3	0,06	10	12	0,07	0,08	1,67	1,81	0,24
81	Плиты фибролитовые и арболит (ГОСТ 19222) на портландцементе	500	2,3	0,095	10	15	0,15	0,19	3,86	4,50	0,11
82	То же	450	2,3	0,09	10	15	0,135	0,17	3,47	4,04	0,11
83	То же	400	2,3	0,08	10	15	0,13	0,16	3,21	3,70	0,26
84	Плиты камышитовые	300	2,3	0,07	10	15	0,09	0,14	2,31	2,99	0,45
85	То же	200	2,3	0,06	10	15	0,07	0,09	1,67	1,96	0,49
86	Плиты торфяные теплоизоляционные	300	2,3	0,064	15	20	0,07	0,08	2,12	2,34	0,19
87	То же	200	2,3	0,052	15	20	0,06	0,064	1,6	1,71	0,49
88	Пакля	150	2,3	0,05	7	12	0,06	0,07	1,3	1,47	0,49
89	Плиты из гипса (ГОСТ 6428)	1350	0,84	0,35	4	6	0,50	0,56	7,04	7,76	0,098
90	То же	1100	0,84	0,23	4	6	0,35	0,41	5,32	5,99	0,11
91	Листы гипсовые обшивочные (сухая штукатурка) (ГОСТ 6266)	1050	0,84	0,15	4	6	0,34	0,36	5,12	5,48	0,075
92	То же	800	0,84	0,15	4	6	0,19	0,21	3,34	3,66	0,075
93	Изделия из вспученного перлита на битумном связующем (ГОСТ 16136)	300	1,68	0,087	1	2	0,09	0,099	1,84	1,95	0,04
94	То же	250	1,68	0,082	1	2	0,075	0,084	1,53	1,64	0,04
95	То же	225	1,68	0,079	1	2	0,068	0,075	1,39	1,47	0,04
96	То же	200	1,68	0,076	1	2	0,06	0,068	1,23	1,32	0,04
Г	Засыпки										
97	Гравий керамзитовый (ГОСТ 9757)	600	0,84	0,14	2	3	0,17	0,19	2,62	2,83	0,23
98	То же	500	0,84	0,14	2	3	0,15	0,165	2,25	2,41	0,23
99	То же	450	0,84	0,13	2	3	0,14	0,155	2,06	2,22	0,235
100	То же	400	0,84	0,12	2	3	0,13	0,145	1,87	2,02	0,24
101	То же	350	0,84	0,115	2	3	0,125	0,14	1,72	1,86	0,245
102	То же	300	0,84	0,108	2	3	0,12	0,13	1,56	1,66	0,25
103	То же	250	0,84	0,099	2	3	0,11	0,12	1,22	1,3	0,26
104	Гравий шунгизитовый (ГОСТ 9757)	700	0,84	0,16	2	4	0,18	0,21	2,91	3,29	0,21
105	То же	600	0,84	0,13	2	4	0,16	0,19	2,54	2,89	0,22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
106	То же	500	0,84	0,12	2	4	0,15	0,175	2,25	2,54	0,22
107	То же	450	0,84	0,11	2	4	0,14	0,16	2,06	2,30	0,22
108	То же	400	0,84	0,11	2	4	0,13	0,15	1,87	2,10	0,23
109	Щебень из доменного шлака (ГОСТ 5578)	1000	0,84	0,21	2	3	0,24	0,31	4,02	4,67	0,21
110	Щебень шлакопемзовый и аглопоритовый (ГОСТ 9757)	900	0,84	0,19	2	3	0,23	0,3	3,73	4,36	0,21
111	То же	800	0,84	0,18	2	3	0,21	0,26	3,36	3,83	0,21
112	То же	700	0,84	0,16	2	3	0,19	0,23	2,99	3,37	0,22
113	То же	600	0,84	0,15	2	3	0,18	0,21	2,7	2,98	0,23
114	То же	500	0,84	0,14	2	3	0,16	0,19	2,32	2,59	0,23
115	То же	450	0,84	0,13	2	3	0,15	0,17	2,13	2,32	0,24
116	То же	400	0,84	0,122	2	3	0,14	0,16	1,94	2,12	0,24
117	Щебень и песок из перлита вспученного (ГОСТ 10832)	500	0,84	0,09	1	2	0,1	0,11	1,79	1,92	0,26
118	То же	400	0,84	0,076	1	2	0,087	0,095	1,5	1,6	0,3
119	То же	350	0,84	0,07	1	2	0,081	0,085	1,35	1,42	0,3
120	То же	300	0,84	0,064	1	2	0,076	0,08	0,99	1,04	0,34
121	Вермикулит вспученный (ГОСТ 12865)	200	0,84	0,065	1	3	0,08	0,095	1,01	1,16	0,23
122	То же	150	0,84	0,060	1	3	0,074	0,098	0,84	1,02	0,26
123	То же	100	0,84	0,055	1	3	0,067	0,08	0,66	0,75	0,3
124	Песок для строительных работ (ГОСТ 8736)	1600	0,84	0,35	1	2	0,47	0,58	6,95	7,91	0,17
Д	Строительные растворы (ГОСТ 28013)										
125	Цементно-шлаковый	1400	0,84	0,41	2	4	0,52	0,64	7,0	8,11	0,11
126	То же	1200	0,84	0,35	2	4	0,47	0,58	6,16	7,15	0,14
127	Цементно-перлитовый	1000	0,84	0,21	7	12	0,26	0,3	4,64	5,42	0,15
128	То же	800	0,84	0,16	7	12	0,21	0,26	3,73	4,51	0,16
129	Гипсоперлитовый	600	0,84	0,14	10	15	0,19	0,23	3,24	3,84	0,17
130	Поризованный гипсоперлитовый	500	0,84	0,12	6	10	0,15	0,19	2,44	2,95	0,43
131	То же	400	0,84	0,09	6	10	0,13	0,15	2,03	2,35	0,53
II	Конструкционно-теплоизоляционные материалы										
А	Бетоны на природных пористых заполнителях (ГОСТ 25820, ГОСТ 22263)										
132	Туфобетон	1800	0,84	0,64	7	10	0,87	0,99	11,38	12,79	0,09
133	То же	1600	0,84	0,52	7	10	0,7	0,81	9,62	10,91	0,11
134	То же	1400	0,84	0,41	7	10	0,52	0,58	7,76	8,63	0,11
135	То же	1200	0,84	0,29	7	10	0,41	0,47	6,38	7,2	0,12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
136	Пемзобетон	1600	0,84	0,52	4	6	0,62	0,68	8,54	9,3	0,075
137	То же	1400	0,84	0,42	4	6	0,49	0,54	7,1	7,76	0,083
138	То же	1200	0,84	0,34	4	6	0,4	0,43	5,94	6,41	0,098
139	То же	1000	0,84	0,26	4	6	0,3	0,34	4,69	5,2	0,11
140	То же	800	0,84	0,19	4	6	0,22	0,26	3,6	4,07	0,12
141	Бетон на вулканическом шлаке	1600	0,84	0,52	7	10	0,64	0,7	9,2	10,14	0,075
142	То же	1400	0,84	0,41	7	10	0,52	0,58	7,76	8,63	0,083
143	То же	1200	0,84	0,33	7	10	0,41	0,47	6,38	7,2	0,09
144	То же	1000	0,84	0,24	7	10	0,29	0,35	4,9	5,67	0,098
145	То же	800	0,84	0,20	7	10	0,23	0,29	3,9	4,61	0,11
Б	Бетоны на искусственных пористых заполнителях (ГОСТ 25820, ГОСТ 9757)										
146	Керамзитобетон на керамзитовом песке и керамзитопенобетон	1800	0,84	0,66	5	10	0,80	0,92	10,5	12,33	0,09
147	То же	1600	0,84	0,58	5	10	0,67	0,79	9,06	10,77	0,09
148	То же	1400	0,84	0,47	5	10	0,56	0,65	7,75	9,14	0,098
149	То же	1200	0,84	0,36	5	10	0,44	0,52	6,36	7,57	0,11
150	То же	1000	0,84	0,27	5	10	0,33	0,41	5,03	6,13	0,14
151	То же	800	0,84	0,21	5	10	0,24	0,31	3,83	4,77	0,19
152	То же	600	0,84	0,16	5	10	0,2	0,26	3,03	3,78	0,26
153	То же	500	0,84	0,14	5	10	0,17	0,23	2,55	3,25	0,3
154	Керамзитобетон на кварцевом песке с поризацией	1200	0,84	0,41	4	8	0,52	0,58	6,77	7,72	0,075
155	То же	1000	0,84	0,33	4	8	0,41	0,47	5,49	6,35	0,075
156	То же	800	0,84	0,23	4	8	0,29	0,35	4,13	4,9	0,075
157	Керамзитобетон на перлитовом песке	1000	0,84	0,28	9	13	0,35	0,41	5,57	6,43	0,15
158	То же	800	0,84	0,22	9	13	0,29	0,35	4,54	5,32	0,17
159	Шунгизитобетон	1400	0,84	0,49	4	7	0,56	0,64	7,59	8,6	0,098
160	То же	1200	0,84	0,36	4	7	0,44	0,5	6,23	7,04	0,11
161	То же	1000	0,84	0,27	4	7	0,33	0,38	4,92	5,6	0,14
162	Перлитобетон	1200	0,84	0,29	10	15	0,44	0,5	6,96	8,01	0,15
163	То же	1000	0,84	0,22	10	15	0,33	0,38	5,5	6,38	0,19
164	То же	800	0,84	0,16	10	15	0,27	0,33	4,45	5,32	0,26
165	То же	600	0,84	0,12	10	15	0,19	0,23	3,24	3,84	0,3
166	Шлакопемзобетон (термозитобетон)	1800	0,84	0,52	5	8	0,63	0,76	9,32	10,83	0,075
167	То же	1600	0,84	0,41	5	8	0,52	0,63	7,98	9,29	0,09
168	То же	1400	0,84	0,35	5	8	0,44	0,52	6,87	7,9	0,098

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
169	То же	1200	0,84	0,29	5	8	0,37	0,44	5,83	6,73	0,11
170	То же	1000	0,84	0,23	5	8	0,31	0,37	4,87	5,63	0,11
171	Шлакопемзопено- и шлакопемзогазо-бетон	1600	0,84	0,47	8	11	0,63	0,7	9,29	10,31	0,09
172	То же	1400	0,84	0,35	8	11	0,52	0,58	7,9	8,78	0,098
173	То же	1200	0,84	0,29	8	11	0,41	0,47	6,49	7,31	0,11
174	То же	1000	0,84	0,23	8	11	0,35	0,41	5,48	6,24	0,11
175	То же	800	0,84	0,17	8	11	0,29	0,35	4,46	5,15	0,13
176	Бетон на доменных гранулированных шлаках	1800	0,84	0,58	5	8	0,7	0,81	9,82	11,18	0,083
177	То же	1600	0,84	0,47	5	8	0,58	0,64	8,43	9,37	0,09
178	То же	1400	0,84	0,41	5	8	0,52	0,58	7,46	8,34	0,098
179	То же	1200	0,84	0,35	5	8	0,47	0,52	6,57	7,31	0,11
180	Аглопоритобетон и бетоны на топливных (котельных) шлаках	1800	0,84	0,7	5	8	0,85	0,93	10,82	11,98	0,075
181	То же	1600	0,84	0,58	5	8	0,72	0,78	9,39	10,34	0,083
182	То же	1400	0,84	0,47	5	8	0,59	0,65	7,92	8,83	0,09
183	То же	1200	0,84	0,35	5	8	0,48	0,54	6,64	7,45	0,11
184	То же	1000	0,84	0,29	5	8	0,38	0,44	5,39	6,14	0,14
185	Бетон на зольном гравии	1400	0,84	0,47	5	8	0,52	0,58	7,46	8,34	0,09
186	То же	1200	0,84	0,35	5	8	0,41	0,47	6,14	6,95	0,11
187	То же	1000	0,84	0,24	5	8	0,3	0,35	4,79	5,48	0,12
188	Вермикулитобетон	800	0,84	0,21	8	13	0,23	0,26	3,97	4,58	–
189	То же	600	0,84	0,14	8	13	0,16	0,17	2,87	3,21	0,15
190	То же	400	0,84	0,09	8	13	0,11	0,13	1,94	2,29	0,19
191	То же	300	0,84	0,08	8	13	0,09	0,11	1,52	1,83	0,23
В	Бетоны ячеистые (ГОСТ 25485, ГОСТ 5742)										
192	Полистиролбетон	600	1,06	0,145	4	8	0,175	0,20	3,07	3,49	0,068
193	То же	500	1,06	0,125	4	8	0,14	0,16	2,5	2,85	0,075
194	То же	400	1,06	0,105	4	8	0,12	0,135	2,07	2,34	0,085
195	То же	300	1,06	0,085	4	8	0,09	0,11	1,55	1,83	0,10
196	То же	200	1,06	0,065	4	8	0,07	0,08	1,12	1,28	0,12
197	То же	150	1,06	0,055	4	8	0,057	0,06	0,87	0,96	0,135
198	Газо- и пенобетон, газо- и пеносиликат	1000	0,84	0,29	10	15	0,41	0,47	6,13	7,09	0,11
199	То же	800	0,84	0,21	10	15	0,33	0,37	4,92	5,63	0,14
200	То же	600	0,84	0,14	8	12	0,22	0,26	3,36	3,91	0,17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
201	То же	400	0,84	0,11	8	12	0,14	0,15	2,19	2,42	0,23
202	То же	300	0,84	0,08	8	12	0,11	0,13	1,68	1,95	0,26
203	Газо- и пенозолобетон	1200	0,84	0,29	15	22	0,52	0,58	8,17	9,46	0,075
204	То же	1000	0,84	0,23	15	22	0,44	0,5	6,86	8,01	0,098
205	То же	800	0,84	0,17	15	22	0,35	0,41	5,48	6,49	0,12
Г	Кирпичная кладка из сплошного кирпича										
206	Глиняного обыкновенного (ГОСТ 530) на цементно-песчаном растворе	1800	0,88	0,56	1	2	0,7	0,81	9,2	10,12	0,11
207	Глиняного обыкновенного на цементно-шлаковом растворе	1700	0,88	0,52	1,5	3	0,64	0,76	8,64	9,7	0,12
208	Глиняного обыкновенного на цементно-перлитовом растворе	1600	0,88	0,47	2	4	0,58	0,7	8,08	9,23	0,15
209	Силикатного (ГОСТ 379) на цементно-песчаном растворе	1800	0,88	0,7	2	4	0,76	0,87	9,77	10,9	0,11
210	Трепельного (ГОСТ 530-95) на цементно-песчаном растворе	1200	0,88	0,35	2	4	0,47	0,52	6,26	6,49	0,19
211	То же	1000	0,88	0,29	2	4	0,41	0,47	5,35	5,96	0,23
212	Шлакового на цементно-песчаном растворе	1500	0,88	0,52	1,5	3	0,64	0,7	8,12	8,76	0,11
Д	Кирпичная кладка из пустотного кирпича										
213	Керамического пустотного плотностью 1400 кг/м ³ (брутто) (ГОСТ 530) на цементно-песчаном растворе	1600	0,88	0,47	1	2	0,58	0,64	7,91	8,48	0,14
214	Керамического пустотного плотностью 1300 кг/м ³ (брутто) (ГОСТ 530) на цементно-песчаном растворе	1400	0,88	0,41	1	2	0,52	0,58	7,01	7,56	0,16
215	Керамического пустотного плотностью 1000 кг/м ³ (брутто) (ГОСТ 530) на цементно-песчаном растворе	1200	0,88	0,35	1	2	0,47	0,52	6,16	6,62	0,17
216	Силикатного одиннадцатипустотного (ГОСТ 379) на цементно-песчаном растворе	1500	0,88	0,64	2	4	0,7	0,81	8,59	9,63	0,13
217	Силикатного четырнадцатипустотного (ГОСТ 379) на цементно-песчаном растворе	1400	0,88	0,52	2	4	0,64	0,76	7,93	9,01	0,14
Е	Дерево и изделия из него										
218	Сосна и ель поперек волокон (ГОСТ 8486, ГОСТ 9463)	500	2,3	0,09	15	20	0,14	0,18	3,87	4,54	0,06
219	Сосна и ель вдоль волокон	500	2,3	0,18	15	20	0,29	0,35	5,56	6,33	0,32
220	Дуб поперек волокон (ГОСТ 9462, ГОСТ 2695)	700	2,3	0,1	10	15	0,18	0,23	5,0	5,86	0,05
221	Дуб вдоль волокон	700	2,3	0,23	10	15	0,35	0,41	6,9	7,83	0,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
222	Фанера клееная (ГОСТ 8673)	600	2,3	0,12	10	13	0,15	0,18	4,22	4,73	0,02
223	Картон облицовочный (ГОСТ 8740)	1000	2,3	0,18	5	10	0,21	0,23	6,2	6,75	0,06
224	Картон строительный многослойный	650	2,3	0,13	6	12	0,15	0,18	4,26	4,89	0,083
III	Конструкционные материалы										
A	Бетоны (ГОСТ 7473, ГОСТ 25192) и растворы (ГОСТ 28013)										
225	Железобетон (ГОСТ 26633)	2500	0,84	1,69	2	3	1,92	2,04	17,98	18,95	0,03
226	Бетон на гравии или щебне из природного камня (ГОСТ 26633)	2400	0,84	1,51	2	3	1,74	1,86	16,77	17,88	0,03
227	Раствор цементно-песчаный	1800	0,84	0,58	2	4	0,76	0,93	9,6	11,09	0,09
228	Раствор сложный (песок, известь, цемент)	1700	0,84	0,52	2	4	0,7	0,87	8,95	10,42	0,098
229	Раствор известково-песчаный	1600	0,84	0,47	2	4	0,7	0,81	8,69	9,76	0,12
B	Облицовка природным камнем (ГОСТ 9480)										
230	Гранит, гнейс и базальт	2800	0,88	3,49	0	0	3,49	3,49	25,04	25,04	0,008
231	Мрамор	2800	0,88	2,91	0	0	2,91	2,91	22,86	22,86	0,008
232	Известняк	2000	0,88	0,93	2	3	1,16	1,28	12,77	13,7	0,06
233	То же	1800	0,88	0,7	2	3	0,93	1,05	10,85	11,77	0,075
234	То же	1600	0,88	0,58	2	3	0,73	0,81	9,06	9,75	0,09
235	То же	1400	0,88	0,49	2	3	0,56	0,58	7,42	7,72	0,11
236	Туф	2000	0,88	0,76	3	5	0,93	1,05	11,68	12,92	0,075
237	То же	1800	0,88	0,56	3	5	0,7	0,81	9,61	10,76	0,083
238	То же	1600	0,88	0,41	3	5	0,52	0,64	7,81	9,02	0,09
239	То же	1400	0,88	0,33	3	5	0,43	0,52	6,64	7,6	0,098
240	То же	1200	0,88	0,27	3	5	0,35	0,41	5,55	6,25	0,11
241	То же	1000	0,88	0,21	3	5	0,24	0,29	4,2	4,8	0,11
B	Материалы кровельные, гидроизоляционные, облицовочные и рулонные покрытия для полов (ГОСТ 30547)										
242	Листы асбестоцементные плоские (ГОСТ 18124)	1800	0,84	0,35	2	3	0,47	0,52	7,55	8,12	0,03
243	То же	1600	0,84	0,23	2	3	0,35	0,41	6,14	6,8	0,03
244	Битумы нефтяные строительные и кровельные (ГОСТ 6617, ГОСТ 9548)	1400	1,68	0,27	0	0	0,27	0,27	6,8	6,8	0,008
245	То же	1200	1,68	0,22	0	0	0,22	0,22	5,69	5,69	0,008
246	То же	1000	1,68	0,17	0	0	0,17	0,17	4,56	4,56	0,008
247	Асфальтобетон (ГОСТ 9128)	2100	1,68	1,05	0	0	1,05	1,05	16,43	16,43	0,008
248	Рубероид (ГОСТ 10923), пергамин (ГОСТ 2697), толь	600	1,68	0,17	0	0	0,17	0,17	3,53	3,53	—
249	Линолеум поливинилхлоридный на теплоизолирующей подоснове (ГОСТ 18108)	1800	1,47	0,38	0	0	0,38	0,38	8,56	8,56	0,002

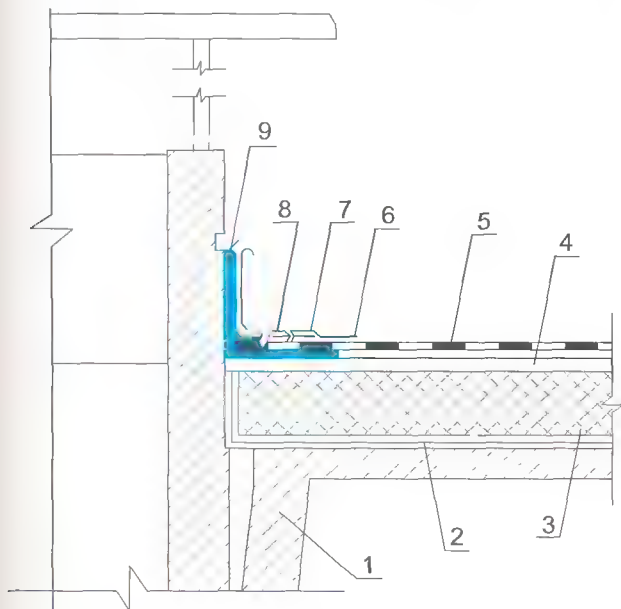
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
250	То же	1600	1,47	0,33	0	0	0,33	0,33	7,52	7,52	0,002
251	Линолеум поливинилхлоридный на тканевой основе (ГОСТ 7251)	1800	1,47	0,35	0	0	0,35	0,35	8,22	8,22	0,002
252	То же	1600	1,47	0,29	0	0	0,29	0,29	7,05	7,05	0,002
253	То же	1400	1,47	0,23	0	0	0,23	0,23	5,87	5,87	0,002
Г	Металлы и стекло										
254	Сталь стержневая арматурная (ГОСТ 10884, ГОСТ 5781)	7850	0,482	58	0	0	58	58	126,5	126,5	0
255	Чугун (ГОСТ 9583)	7200	0,482	50	0	0	50	50	112,5	112,5	0
256	Алюминий (ГОСТ 22233, ГОСТ 24767)	2600	0,84	221	0	0	221	221	187,6	187,6	0
257	Медь (ГОСТ 931, ГОСТ 15527)	8500	0,42	407	0	0	407	407	326	326	0
258	Стекло оконное (ГОСТ 111-90)	2500	0,84	0,76	0	0	0,76	0,76	10,79	10,79	0

Примечания.

1. Расчетные значения коэффициента теплоусвоения (при периоде 24 ч) материала в конструкции вычислены по формуле $S = 0,27 \sqrt{\lambda \cdot \rho_0 (c_0 + 0,0419w)}$, где λ, ρ_0, c_0, w — принимают по соответствующим графам настоящей таблицы.
2. Характеристики материалов в сухом состоянии приведены при массовом отношении влаги в материале $w, \%$, равном нулю.
3. Значения коэффициента теплопроводности материала в сухом состоянии приняты по действующим нормативным документам. Если в нормативном документе этот показатель отсутствует, то он был определен по данным НИИСФ.
4. Значения коэффициента теплопроводности материала при условиях эксплуатации А или Б рассчитаны на основании лабораторных испытаний по методике.

Дефекты кровель

Примыкание к вертикальной стене вент. шахты при наличии дефектов

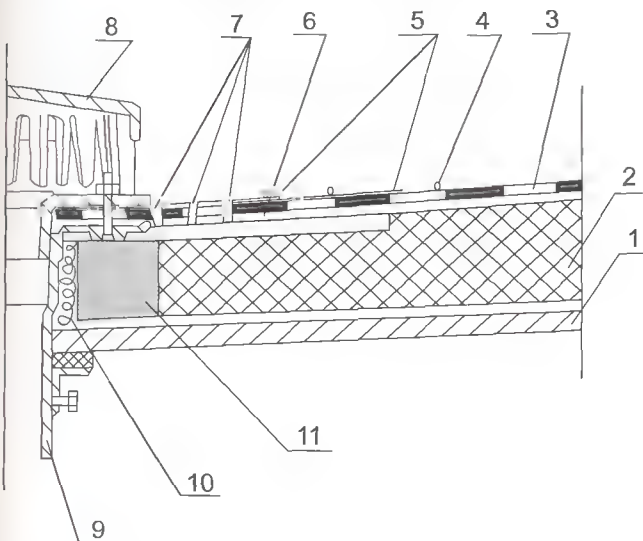


ДЕФЕКТЫ

- Отсутствует переходный бортик.
- Трещины в водоизоляционном ковре.
- Водоизоляционный ковер не заведен в штробу.
- Отсутствует вертикальная рейка.
- Отслоение водоизоляционного ковра от вертикальной стены.
- Расслоение швов полотнищ водоизоляционного ковра.
- Отсутствие защитного фартука.
- Отсутствие водоизоляционного ковра на покрытии вент. шахты.

1 — сборная ж/б плита перекрытия; 2 — пароизоляция; 3 — теплоизоляция; 4 — выравнивающая стяжка; 5 — основной водоизоляционный ковер; 6 — дополнительный слой на примыкании; 7 — верхний дополнительный слой водоизоляционного ковра на примыкании; 8 — трещины в водоизоляционном ковре; 9 — проникновение воды между слоями водоизоляционного ковра и между стеной и ковром

Схема воронки внутреннего водостока при наличии дефектов (Вариант 1)



ДЕФЕКТЫ

- Частично или полностью отсутствует защитный слой.
- Отсутствует герметизирующая мастика у торца водоприемной воронки.
- Сквозные трещины в дополнительных и основных слоях водоизоляционного ковра.

1 — ж/б плита перекрытия; 2 — теплоизоляция; 3 — основной водоизоляционный ковер; 4 — защитный слой; 5 — дополнительные слои водоизоляционного ковра; 6 — стяжка; 7 — трещины в водоизоляционном ковре; 8 — защитный колпак; 9 — водоприемная воронка; 10 — стекловата; 11 — опора из легкого бетона

Схема воронки внутреннего водостока при наличии дефектов (Вариант 2)

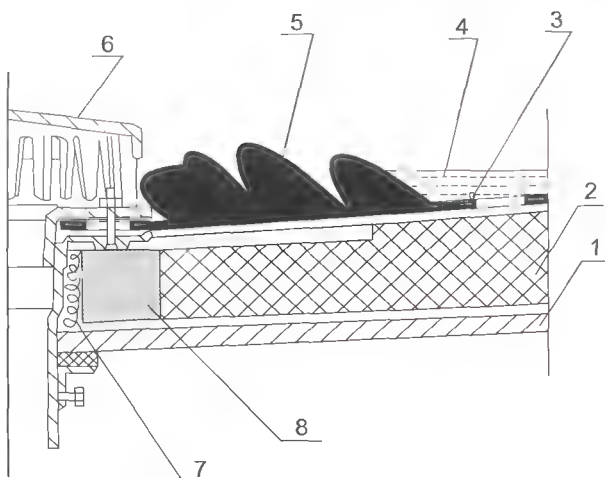
ДЕФЕКТЫ

Складчатость водоизоляционного ковра.

Частично или полностью отсутствует защитный слой.

Застой воды у воронки.

Возвышение воронки над поверхностью кровли.



1 — ж/б плита перекрытия; 2 — теплоизоляция; 3 — защитный слой; 4 — застойная вода у воронки; 5 — складчатость кровельного ковра; 6 — защитный колап; 7 — стекловата; 8 — опора из легкого бетона

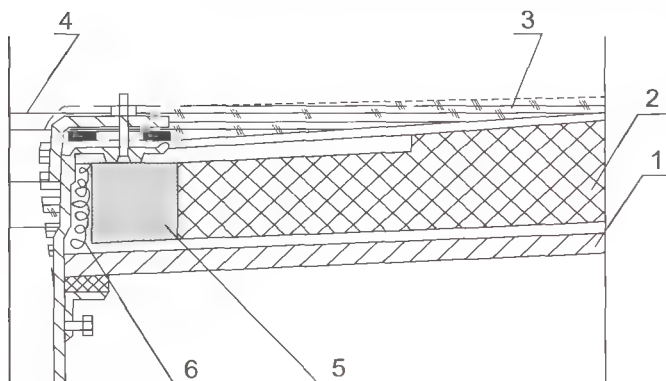
Схема воронки внутреннего водостока при наличии дефектов (Вариант 3)

ДЕФЕКТЫ

Уменьшение диаметра входного отверстия приемной воронки из-за сползания вяжущего.

Сползание вяжущего в воронку.

Отсутствует защитный колап воронки.



1 — ж/б плита перекрытия; 2 — теплоизоляция; 3 — масса сползшего вяжущего с полотен водоизоляционного ковра; 4 — водоприемная воронка; 5 — опора из легкого бетона; 6 — стекловата

Ендова при наличии дефектов (Вариант 1)

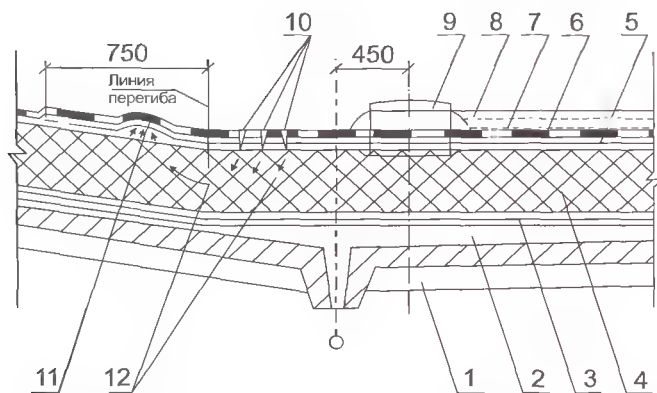
ДЕФЕКТЫ

Частично или полностью отсутствует защитный слой.

Несоответствие величины уклона проектному значению.

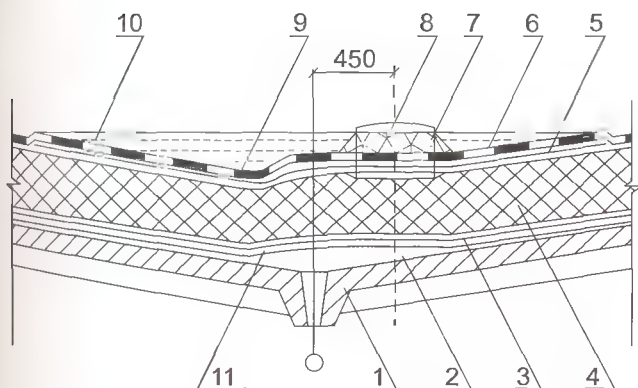
Сквозные трещины в водоизоляционном ковре, через которые проникает вода в теплоизоляцию.

Вздутие парами воды водоизоляционного ковра.



1 — железобетонная плита; 2 — цементно-песчаная стяжка; 3 — пароизоляция; 4 — теплоизоляция; 5 — дополнительный слой водоизоляционного ковра; 6 — основной слой водоизоляционного ковра; 7 — место несоответствия уклона ендовы проектному; 8 — застойная вода; 9 — водоприемная воронка внутреннего водостока; 10 — трещины в водоизоляционном ковре; 11 — вздутия (парами воды) водоизоляционного ковра; 12 — просачивание воды в теплоизоляцию

Ендова при наличии дефектов (Вариант 2)

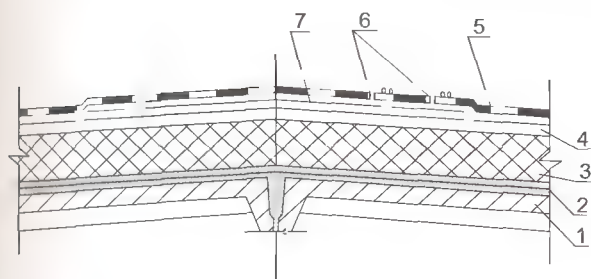


ДЕФЕКТЫ

- Отсутствие защитного слоя.
- Засорение входного отверстия водоприемной воронки.
- Уменьшение диаметра входного отверстия водоприемной воронки.
- Возвышение водоприемной воронки над поверхностью кровли.
- Углубления и перепады в слое бетона, образующего уклон ендовы.
- Несоответствие величины уклона проектному значению.

1 — железобетонная плита; 2 — цементно-песчаная стяжка; 3 — пароизоляция; 4 — теплоизоляция; 5 — дополнительный слой водоизоляционного ковра; 6 — основной слой водоизоляционного ковра; 7 — водоприемная воронка внутреннего водостока; 8 — мусор у защитного колпака водоприемной воронки; 9 — проседание утеплителя и водоизоляционного ковра; 10 — застойная вода; 11 — углубление в слое бетона

Конек кровли при наличии дефектов

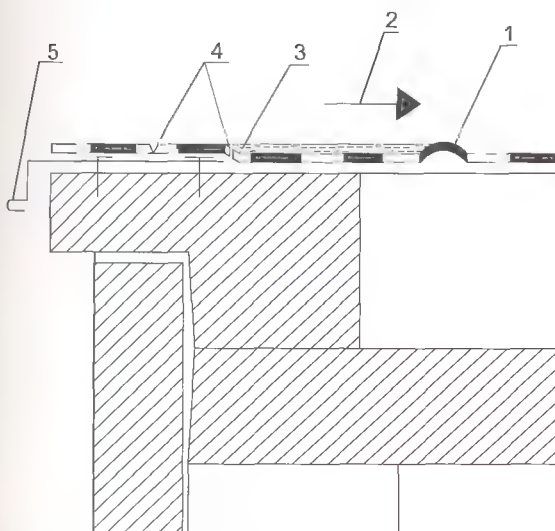


ДЕФЕКТЫ

- Частичное или полное отсутствие защитного слоя.
- Сквозные трещины в покрытии.

1 — сборная ж/б плита перекрытия; 2 — пароизоляция; 3 — теплоизоляция; 4 — выравнивающая стяжка; 5 — основной водоизоляционный ковер; 6 — сквозные трещины в водоизоляционном ковре; 7 — дополнительный слой водоизоляционного ковра

Карнизный узел при наличии дефектов



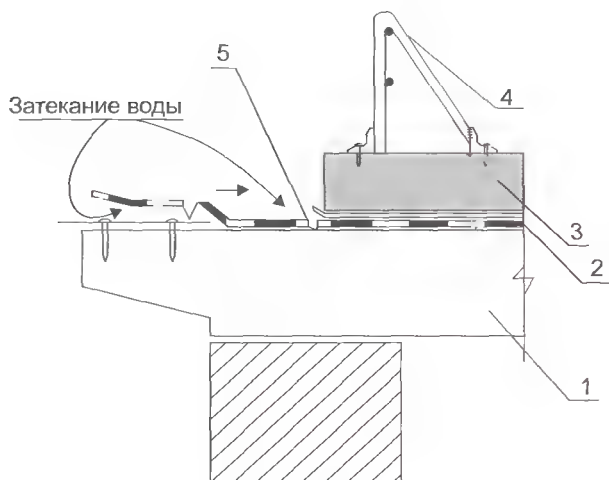
ДЕФЕКТЫ

- Отсутствие защитного слоя.
- Застой воды.
- Несоответствие величины уклона проектному значению.
- Вздутие водоизоляционного ковра.
- Сквозные трещины в кровельном ковре.
- Отсутствие дополнительного слоя.

1 — вздутие водоизоляционного ковра; 2 — реальный уклон; 3 — водоизоляционный ковер; 4 — сквозные трещины в водоизоляционном ковре; 5 — свес из оцинкованной стали

Примыкание к парапету с ограждением при наличии дефектов

ДЕФЕКТЫ

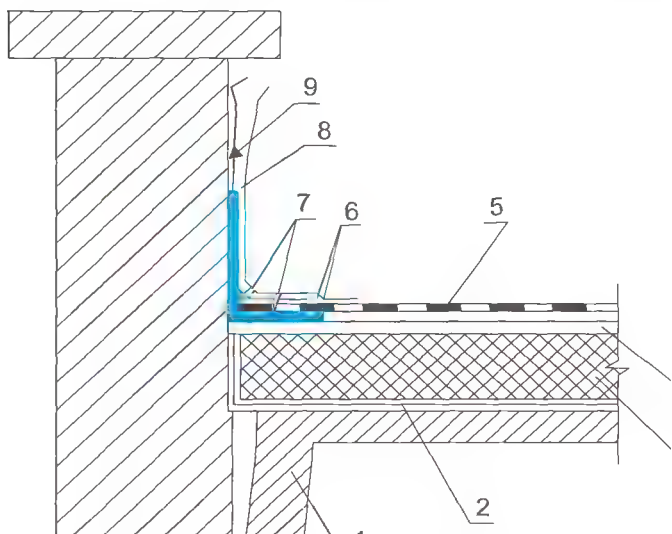


- Отсутствие капельника из оцинкованной кровельной стали.
- Отсутствие дополнительного слоя.
- Отслоение края кровельного ковра.
- Отсутствие защитного слоя.
- Трещины в кровельном ковре.
- Обратный уклон.

1 — ж/б плита; 2 — основной водоизоляционный ковер; 3 — бетонный блок; 4 — детали ограждения; 5 — трещины в кровельном ковре

Примыкание к парапету с парапетной плитой при наличии дефектов

ДЕФЕКТЫ

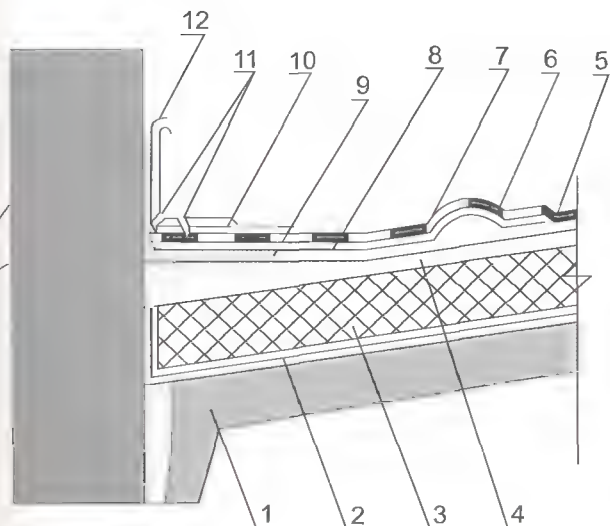


- Отсутствует переходный бортик.
- Трещины в водоизоляционном ковре.
- Отслоение слоев водоизоляционного ковра друг от друга и от парапета.
- Водоизоляционный ковер не заведен на парапетную плиту.
- Вода проникает под ковер, в стяжку и в утеплитель.
- Наклеенные полотна плохо прижаты к изолирующей поверхности и один к другому.
- Кирпичная поверхность парапета не оштукатурена.

1 — сборная ж/б плита перекрытия; 2 — пароизоляция; 3 — теплоизоляция; 4 — выравнивающая стяжка; 5 — основной водоизоляционный ковер; 6 — дополнительные слои водоизоляционного ковра на примыкании; 7 — трещины в водоизоляционном ковре; 8 — расслоение водоизоляционного ковра; 9 — проникновение воды между слоями водоизоляционного ковра и между ковром и парапетом

Примыкание к парапету при наружном водостоке при наличии дефектов

ДЕФЕКТЫ



Отсутствие защитного слоя.

Отсутствие на парапете обделки из оцинкованной стали.

Трещины в водоизоляционном ковре.

Отсутствие переходного бортика.

Вздутие водоизоляционного ковра.

Кровельный материал не закреплен дюбельным гвоздем через стальную полосу к стене.

Отслоение водоизоляционного ковра от парапета.

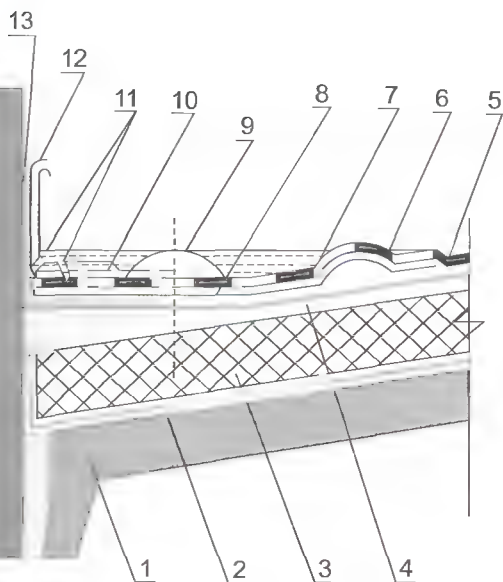
Нарушение уклона верха парапета.

Расположение водоотвода на отметке выше поверхности кровли.

1 — сборная ж/б плита перекрытия; 2 — пароизоляция; 3 — теплоизоляция; 4 — цементно-песчаная стяжка; 5 — основной водоизоляционный ковер; 6 — застой воды; 7 — вздутие водоизоляционного ковра; 8 — дополнительный слой кровельного ковра в ендове; 9 — проникновение воды под водоизоляционный ковер в стяжку и утеплитель; 10 — дополнительные слои кровельного ковра на примыкании; 11 — трещины в водоизоляционном ковре; 12 — отслоение водоизоляционного ковра от вертикальной поверхности

Примыкание кровли к парапету с воронкой у парапета при наличии дефектов

ДЕФЕКТЫ



Отсутствие защитного слоя.

Трещины в водоизоляционном ковре.

Отсутствие переходного бортика.

Вздутие водоизоляционного ковра.

Отслоение водоизоляционного ковра от парапета.

Отсутствие на парапете обделки из оцинкованной стали.

Кровельный материал не закреплен дюбельными гвоздями через стальную полосу к стене.

Нарушение уклона верха парапета.

1 — сборная ж/б плита перекрытия; 2 — пароизоляция; 3 — теплоизоляция; 4 — цементно-песчаная стяжка; 5 — основной водоизоляционный ковер; 6 — вздутие водоизоляционного ковра; 7 — застой воды; 8 — дополнительный слой кровельного ковра в ендове; 9 — водоприемная воронка; 10 — дополнительные слои кровельного ковра на примыкании; 11 — трещины в водоизоляционном ковре; 12 — отслоение водоизоляционного ковра от вертикальной поверхности; 13 — проникновение воды под водоизоляционный ковер в стяжку и утеплитель

Примыкание к вертикальной стене при наличии дефектов

ДЕФЕКТЫ

Отсутствует переходный бортик.

Трещины в водоизоляционном ковре.

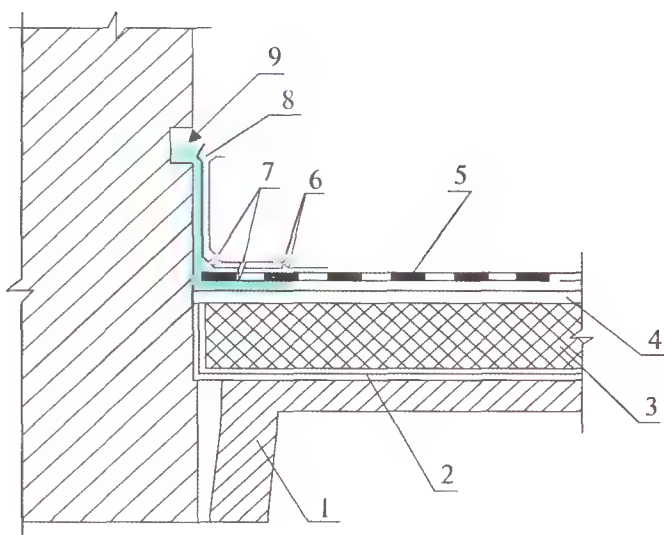
Водоизоляционный ковер не заведен в штробу.

Отсутствует вертикальная рейка.

Отслоение водоизоляционного ковра от вертикальной стены.

Расслоение швов полотнищ водоизоляционного ковра.

Отсутствие защитного фартука.



1 — сборная ж/б плита перекрытия; 2 — пароизоляция; 3 — теплоизоляция; 4 — выравнивающая стяжка; 5 — основной водоизоляционный ковер; 6 — дополнительные слои кровельного ковра на примыкании; 7 — трещины в водоизоляционном ковре; 8 — расслоение водоизоляционного ковра; 9 — проникновение воды между слоями водоизоляционного ковра и между ковром и парапетом

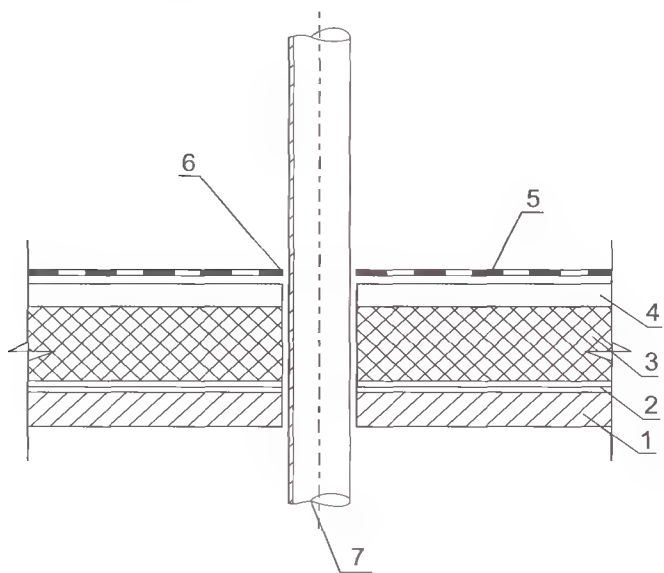
Пропуск трубы через водоизоляционный ковер при наличии дефектов (Вариант 1)

ДЕФЕКТЫ

Отсутствует зонтик из оцинкованной стали.

Отсутствуют уголки рамки.

Разрушена герметизирующая мастика.



1 — сборная ж/б плита перекрытия; 2 — пароизоляция; 3 — теплоизоляция; 4 — выравнивающая стяжка; 5 — основной водоизоляционный ковер; 6 — отсутствует герметизирующая мастика; 7 — труба

Пропуск трубы через водоизоляционный ковер при наличии дефектов (Вариант 2)

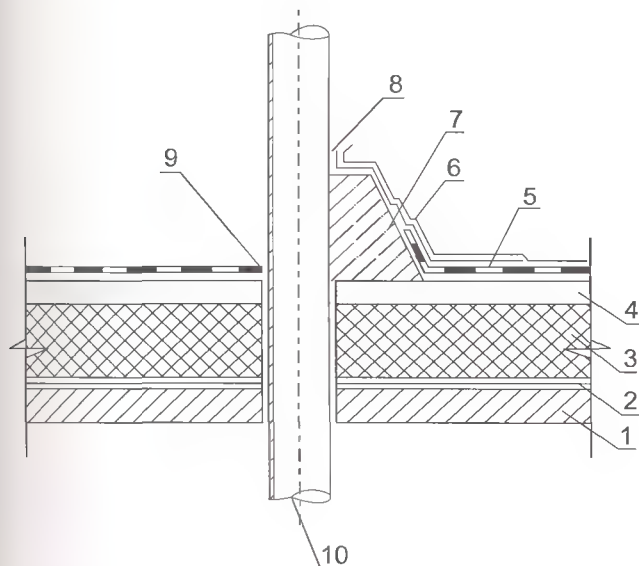
ДЕФЕКТЫ

Отсутствует зонт из оцинкованной стали.

Не поставлен стальной патрубок с фланцами.

Отсутствует блок из легкого бетона.

Отслоение водоизоляционного ковра от трубы.



1 — сборная ж/б плита перекрытия; 2 — пароизоляция; 3 — теплоизоляция; 4 — выравнивающая стяжка; 5 — основной водоизоляционный ковер; 6 — дополнительные слои водоизоляционного ковра; 7 — блок из легкого бетона; 8 — отслоение водоизоляционного ковра; 9 — отсутствует герметизирующая мастика; 10 — труба

Пропуск анкера через водоизоляционный ковер при наличии дефектов

ДЕФЕКТЫ

Трещины в герметизирующей мастике.

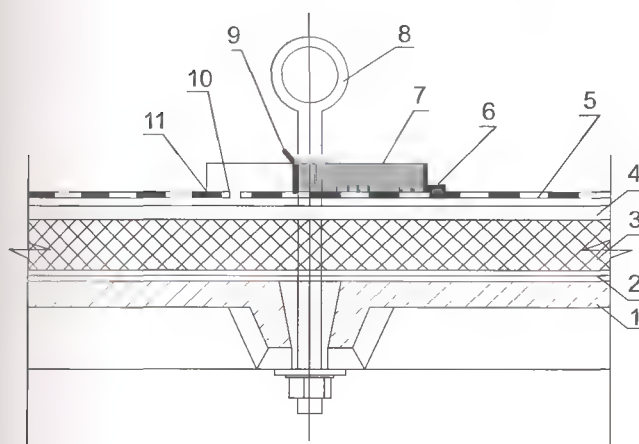
Отсутствие защитного слоя на основном водоизоляционном ковре.

Отслоение от стойки герметика.

Сквозные трещины в водоизоляционном ковре.

Отсутствие стального уголка.

Отсутствие части герметизирующей мастики.



1 — сборная ж/б плита перекрытия; 2 — пароизоляция; 4 — выравнивающая стяжка; 5 — основной водоизоляционный ковер; 6 — рамка из уголка; 7 — герметизирующая мастика; 8 — анкер; 9 — отслоение герметика от стойки; 10 — сквозные трещины в основном водоизоляционном ковре; 11 — отсутствие стального уголка

Библиографический список к разделу 6

1. Разработка инструкции по поддержанию в исправном техническом состоянии теплоизоляционных конструкций зданий, сооружений, теплотрасс. Отчет/НИИПХ проект; Михайлов В. Д., Когут Э. Н., Харламов А. А. - 3-3-95, М., 1995. — 49 с.
2. Энергосберегающая технология электроснабжения народного хозяйства: Кн. 5 Экономия электроэнергии на промышленных предприятиях/Анчарова Т. В., Гамазин С. И., Шевченко В. В. — М.: Высшая школа, 1990. — 143 с.
3. Горлов Ю. П. Технология теплоизоляционных и акустических материалов и изделий. — М.: Высшая школа, 1989. — 384 с.
4. Богословский В. Н. Строительная теплофизика. — М.: Высшая школа, 1982 г.
5. СНиП 2.01.01-82 «Строительная климатология и геофизика», М., Стройиздат, 1983 г.
6. СНиП 2.09.04-87*, «Административные и бытовые здания», ГП ЦПП, 1995 г.
7. СНиП П-3-79* «Строительная теплотехника», 1998 г.
8. МГСН 2.01-99 «Энергосбережение в зданиях»
9. «Капитальный ремонт жилых зданий». — М.: Стройиздат, 1990 г.
10. «Кровельные работы». — М.: Высшая школа, 1991 г.
11. Ангизитов В. А. Технология возведения зданий и сооружений: Учебное пособие. — М.: МИКХиС, 1995 г. — 182 с.
12. Пальчинский В. Г. Строительные процессы при возведении зданий (зарубежный опыт). — Иркутск: Ир ГТУ, 1999 г. — 132 с.
13. Стогней В. Г., Крук А. Г. Экономия теплоэнергетических ресурсов на промышленных предприятиях. — М.: Энергоатомиздат, 1991. — 112 с.
14. Информационный сайт по строительству. — <http://www.know-hause.ru>
15. Афанасьев А. А. Технология возведения полносборных зданий: Учебн. для вузов - М.: Высшая школа, 2000 г. — 540 с.
16. СНиП П-26-76 «Кровли»/Госстрой России. — М.: ГУП ЦПП, 2001 г. — 20с.
17. СНиП 2.08.02-89* «Общественные здания и сооружения»/Госстрой России. М.: ГУП ЦПП, 2000 г. — 44 с.
18. Леккер Я. Л. Теплотехнические расчеты по приведенным характеристикам. М.: Энергия, 1966 г. — 159 с.
19. СНиП 23-02-03 «Тепловая защита зданий»/Госстрой России. М.: ГУП ЦПП, 2003 г.
20. Свод правил СП-23-101-04 «Проектирование тепловой защиты зданий». — М., 2004 г.
21. Практическое пособие по разработке энергосберегающих мероприятий в организациях систем государственного резерва/Костюченко П. А., Авдолимов Е. М., Кузнецов В. Я., Вильданов К. Я., Павлов Н. Н., Мещеряков В. В., Протасов В. П., Дектярев И. М. — М., 2004 г.

Раздел 7



Экономическое
обоснование
энергосберегающих
мероприятий

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ПРОЕКТОВ

ЗАО «Технопромстрой»

выполняет комплексные обследования теплоэнергетических хозяйств предприятий,
разрабатывает программы энергосбережения на текущий год и перспективный период,
осуществляет практическое внедрение высокоэффективных энергосберегающих технологий и
оборудования в соответствии с разрабатываемыми комплексными программами энергосбережения.



**РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ
ПРОГРАММ И НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**



**ЭКСПЕРТИЗА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТОВ
СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕКОНСТРУКЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ**



**ПОСТАВКА, МОНТАЖ И ПУСКО-НАЛАДКА
ИНЖЕНЕРНЫХ СИСТЕМ И ОБОРУДОВАНИЯ**



**ОБЩЕГРАЖДАНСКОЕ И ПРОМЫШЛЕННОЕ
СТРОИТЕЛЬСТВО**



**НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ
В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ**

ЗАО «Технопромстрой» оказывает методическую и практическую помощь в разработке энергосберегающих проектов. Окупаемость внедряемых энергосберегающих проектов значительно превышает затраты на нерациональное использование предприятием энергетических ресурсов.

**Приглашаем все заинтересованные организации
и предприятия к сотрудничеству**

ЗАО «ТЕХНОПРОМСТРОЙ»

Адрес: 117418, г. Москва, ул. Новочеремушкинская, д. 58

Телефон/факс: (495) 727-35-20, 727-35-21, 411-56-41

E-mail: info@teps.ru

www: <http://teps.ru/>

1. МЕТОДИКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ (ПРОЕКТОВ)

1.1. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ПРОЕКТОВ

1.1.1. Основные положения

Одним из важнейших направлений сокращения текущих затрат на предприятиях является модернизация основных средств с одновременным осуществлением энергосберегающих мероприятий (ЭСМ). Такие проекты связаны либо с установкой дополнительного энергосберегающего оборудования (теплообменники, автоматические регуляторы энергопотребления и т. п.), либо с заменой старого оборудования на новое, менее энергоемкое. Сюда же относятся проекты затратного характера, связанные со строительством и монтажом объектов инженерной инфраструктуры (отопление и вентиляция, водоснабжение, освещение зданий и т. п.).

Для достижения максимальной эффективности ЭСМ необходимо произвести сравнение нескольких альтернативных вариантов технических решений с точки зрения их экономической целесообразности. Эффективность ЭСМ характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов проекта применительно к интересам его участников.

Экономическое обоснование представляет собой план финансирования инвестиционной деятельности и многовариантные расчеты соотношения результатов и затрат инвестора, которые ожидаются при реализации проекта. Соотношение результатов и затрат характеризует эффективность проекта и является основной информацией для лиц, принимающих решения о целесообразности инвестиций.

Методика ориентирована на использование методов экономической оценки эффективности инвестиций, базирующихся на современной международной и отечественной практике. В ней содержится система показателей и методов оценки эффективности энергосберегающих мероприятий, рекомендации по их применению в различных хозяйственных ситуациях и примеры расчета.

Отличительная особенность этих расчетов состоит в том, что они позволяют учесть:

- сроки службы и надежность оцениваемого оборудования, что весьма важно при сравнительной оценке вариантов технических средств (ТС);
- цену капитала инвестора и изменение ценности денег во времени, что характерно для рыночной экономики.

Методика опирается на сложившиеся в мировой практике основные принципы оценки эффективности инвестиционных проектов. Главными являются следующие пять принципов.

1. *Принцип сопоставления полезных результатов проекта, выраженных в стоимостной форме (доходов, прибыли), с другими альтернативными возможностями вложения инвестиций.*

2. *Принцип моделирования потоков продукции, ресурсов и денежных средств. Все потоки должны быть привязаны к конкретным временным периодам.*

3. *Принцип соизмеримости результатов путем дисконтирования будущих поступлений разновременных денежных средств. Реализация этого принципа обеспечивает соизмерение результатов и затрат, осуществляемых в различные моменты времени. Используемая при этом ставка дисконтирования выбирается исходя из конкретных альтернатив помещения капитала.*

4. *Принцип определения интегральных результатов и затрат предполагает учет всех положительных и отрицательных потоков денежных средств за расчетный период. Это означает, что при расчетах экономической эффективности определяется интегральный экономический эффект за весь период функционирования объекта (расчетный период). Аналогичным образом в основе расчета экономической эффективности должны лежать полные затраты за расчетный период.*

5. *Принцип учета неопределенности и рисков, связанных с осуществлением проекта.*

Анализ эффективности проекта предполагает четкое определение решаемой задачи. Проекты можно оценивать с позиции пользы для страны (национальная оценка), предприятия (коммерческая оценка), отдельных участников проекта и т. д.

В связи с этим в методике рассматриваются следующие показатели эффективности инвестиций в ЭСМ:

- показатели коммерческой эффективности, учитывающие последствия реализации проекта для предприятия или непосредственных участников;
- показатели национальной (общественной) эффективности, учитывающие связанные с проектом затраты и результаты, выходящие за пределы экономических интересов предприятия, реализующего проект, и его участников. Для крупномасштабных (существенно затрагивающих интересы города, региона или всей России) проектов рекомендуется обязательно оценивать общественную эффективность.

На практике в большинстве случаев требуется оценка проекта с позиции предприятия. В пособии основное внимание уделено коммерческой оценке проектов на уровне предприятия, выполняемой при предположении, что их реализует один участник.

В зависимости от базы сравнения различают оценку абсолютной эффективности проекта (ЭСМ), оценку эффективности замены техники, оценку эффективности при сравнении проектов, оценку эффективности дополнительных затрат. Проект оценивается или методом сопоставления капиталовложений с получаемым доходом, или методом сопоставления затрат по проекту с затратами базы сравнения.

Абсолютный эффект показывает результаты проекта при отсутствии замены техники аналогичного назначения, а также при нецелесообразности дальнейшего использования заменяемой техники. Использование старой техники будет прекращено независимо от осуществления проекта.

Эффект замены аналогичной по назначению техники показывает результаты проекта при условии, что заменяемый (базовый) вариант конкурентоспособен. Он будет реализован при отказе от проекта. Оценка проекта выполняется в чистом виде.

Сравнительный эффект позволяет определить лучший вариант из проектов аналогичного назначения. Проекты сравниваются в чистом виде.

Эффект дополнительных затрат показывает целесообразность увеличения затрат для достижения большего полезного результата.

Оценка предстоящих затрат и результатов при определении эффективности инвестиционного проекта осуществляется в пределах расчетного периода, длительность которого (горизонт расчета) принимается с учетом:

- продолжительности создания, эксплуатации и (при необходимости) ликвидации объекта;
- средневзвешенного нормативного срока службы основного технологического оборудования;
- требований инвестора.

Горизонт расчета измеряется количеством шагов расчета. На практике за шаг расчета в большинстве случаев принимается год (иногда квартал или месяц).

При оценке эффективности ЭСМ соизмерение разновременных показателей осуществляется с по-

мощью специального приема, называемого дисконтированием. Под дисконтированием понимается приведение всех будущих доходов и расходов к первоначальному моменту времени (началу реализации проекта). Для приведения разновременных затрат, результатов и эффектов используется процентная ставка (норма дисконта) E . Она определяется исходя из приемлемой и реально достижимой для инвестора нормы дохода на капитал. Норма дисконта играет роль базового уровня, в сравнении с которым оценивается эффективность ЭСМ. Так, при ставке 10 % и расчетном периоде 1 год капиталовложения в 10 млн руб. должны быть возвращены инвестору с нормативным доходом 1 млн руб.

К основным показателям эффективности инвестиционных проектов относятся:

- чистый дисконтированный доход (интегральный эффект, чистая нынешняя стоимость, чистая текущая стоимость и т. д.), ЧДД, (ЧНС, NPV);
- индекс доходности инвестиций (коэффициент эффективности проекта), ИД, (PI);
- внутренняя норма дохода, ВНД, (IRR);
- срок окупаемости капиталовложений:
 - динамический, T_0 , (DPB);
 - статический, $T_0^{ст}$, (PB).

Существуют также критерии «совокупные дисконтированные затраты» и «годовой эффект» проекта за расчетный период, которые применимы в специфических ситуациях, о которых будет сказано в специальных разделах настоящей методики.

1.1.2. Ситуационный анализ энергосберегающих мероприятий (проектов)

Оценка проекта в чистом виде и в конкретных условиях его реализации

Оценка в чистом виде заключается в анализе собственно проекта как генератора дохода при схеме финансирования за счет собственных средств. При этом обеспечивается унификация оценки и сопоставимость проектов, исключается влияние схемы финансирования, возможных налоговых льгот и других особенностей реализации проекта на конкретном предприятии.

Анализ проекта в условиях конкретного предприятия позволяет учесть все особенности соответствующей практической ситуации. Возможен учет изменения схемы финансирования, деятельности предприятия в целом, имеющихся долгов, получения налоговых льгот, продажи ненужного оборудования и т. д.

Основные задачи анализа эффективности проектов представлены в табл. 7.1.1.

Задачи анализа эффективности проектов

Задачи анализа проектов	Особенности оценки техники (проекта)
1. Оценка абсолютной эффективности проектов	Возможна оценка проекта как в чистом виде, так и с учетом особенностей его реализации на конкретном предприятии. Проект не предусматривает замену техники. Проект оценивается без базы сравнения.
2. Оценка эффективности замены техники	Эффект замены техники оценивается в чистом виде. Базу сравнения представляет техника (существующий вариант деятельности) аналогичного назначения.
3. Сравнение проектов	Сопоставляемые проекты (виды техники) оцениваются в чистом виде. Сравнимые проекты должны быть аналогичны по назначению. За базу сравнения принимается один из проектов.

Оценка проектов по затратам

Оценка проектов по требующимся затратам во многих случаях существенно упрощает экономический анализ. Такая оценка целесообразна при выборе эффективных видов оборудования, анализе проектов снижения себестоимости, проектов энерго- и ресурсосбережения и т. д. Сравнение проектов, технологий, видов оборудования по затратам предполагает тождественность получаемого результата. Проекты рассматриваются как альтернативные способы достижения заданного результата. Проект с меньшими затратами является лучшим. Если результаты проектов тождественны не полностью, то дополнительно выполняется стоимостная оценка имеющихся отличий.

Приростные показатели используются для определения оптимальных параметров проекта (техники, процесса) и для оценки целесообразности дополнительных затрат на действия (мероприятия), увеличивающие полезный результат. В частности, оценка проекта на основе приростных показателей необходима для определения выгодности дополнительных мероприятий по энергосбережению (например, усиления теплоизоляции, использования вторичных энергоресурсов, целесообразности вовлечения в производство худших ресурсов и т. д.).

Эффективность дополнительных затрат определяется исходя из соотношения прироста затрат и прироста продукции (другого полезного результата). Такие мероприятия по сути не отличаются от обычных проектов и сопоставимы с ними. Отбор лучших проектов производится в обычном порядке, без выделения проектов с приростными показателями.

1.1.3. Формулы совмещенного расчета прибыли и денежного потока

Принципиальные формулы для различных видов оценок эффективности проектов (капиталовложений) представлены ниже. Формулы основаны на расчете денежного потока в результате осуществления проекта.

Абсолютный эффект

Пример формулировки задания по оценке абсолютной эффективности проекта: «Определить эффективность ввода в действие оборудования для энергосбережения. Ранее аналогичное оборудование на предприятии не использовалось».

Абсолютный эффект показывает результаты проекта при отсутствии замены техники аналогичного назначения, а также в случае если продолжение использования заменяемой техники нецелесообразно и будет прекращено.

Абсолютный эффект проекта ($\mathcal{E}_a$) определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_a = D_n - K_n, \quad (7.1.1)$$

где: D_n — соизмеримый доход по проекту за расчетный период, руб.; K_n — капиталовложения по проекту, руб.

Доход может исчисляться как результат основной деятельности (прибыль плюс амортизационные отчисления), так и как снижение себестоимости в результате мероприятий по энергосбережению и уменьшению других операционных расходов.

Эффект замены техники

Пример формулировки задания по оценке эффективности замены действующей техники: «Определить эффективность замены действующего оборудования для энергосбережения (существующего варианта производства) новым оборудованием аналогичного назначения».

Эффект замены действующей техники аналогичного назначения показывает результаты проекта при условии, что базовый (заменяемый) вариант конкурентоспособен. При отказе от проекта будет реализован базовый вариант. Оценка проекта выполняется в чистом виде.

Эффект замены действующей техники ($\mathcal{E}_T$) определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_T = D_n - D_0 - K_n, \quad (7.1.2)$$

где: D_n и D_0 — соизмеримый доход за расчетный период соответственно по новому и базовому вариантам, руб.; K_n — капиталовложения по проекту, руб.

В вышеприведенной формуле эффект проекта определяется на основе разности дохода по вариантам.

Если базовый и новый варианты отличаются только затратами, то эффект замены действующей техники (Δ_T) можно определить по формуле:

$$\Delta_T = C_6 - C_H - K_H, \quad (7.1.3)$$

где: C_6 и C_H — соизмеримые операционные расходы за вычетом амортизационных отчислений за расчетный период соответственно по базовому и новому вариантам, руб.; K_H — капиталовложения по проекту (новому варианту), руб.

Использование старой техники предполагает базовый вариант, не требующий капиталовложений, однако возможны расходы на ремонт.

При расчете эффекта замены техники следует учитывать затраты и прибыль, связанные с ликвидацией старой техники или с ее использованием новым способом.

Базовый вариант может продолжаться без начисления износа, в частности, при аренде техники, услугах сторонней организации, использовании техники, по которой полностью начислен износ.

Эффект при сравнении проектов

Пример формулировки задания по оценке эффективности при сравнении проектов: «Определить, насколько эффективнее ввод в действие (использование) одного вида энергосберегающей техники в сравнении с другим».

Сравнение проектов аналогичного назначения позволяет определить лучший вариант. Базой сравнения всегда является проект с меньшей величиной капиталовложений. Проекты сравниваются в чистом виде.

Сравнительный эффект проекта (Δ_c) определяется по формуле:

$$\Delta_c = \Delta_2 - \Delta_1 = D_2 - K_2 - D_1 + K_1, \quad (7.1.4)$$

где: Δ_2 и Δ_1 — абсолютный эффект соответственно варианта 2 и варианта 1, принятого за базу сравнения, руб.; D_2 и D_1 — соизмеримый доход за расчетный период соответственно по варианту 2 и по варианту 1, руб.; K_2 и K_1 — капиталовложения соответственно по варианту 2 и варианту 1, руб.

Сравнительный эффект проекта в вышеприведенной формуле определяется на основе разности абсолютных эффектов. Сравнительный эффект проекта можно также рассчитать, используя показатели разности выручки, себестоимости и капиталовложений по вариантам.

Если проекты различаются только затратами, то для их сравнения можно использовать формулу:

$$\Delta_c = K_1 + C_1 - K_2 - C_2, \quad (7.1.5)$$

где: K_1 и K_2 — капиталовложения соответственно по варианту 1 и варианту 2, руб.; C_1 и C_2 — соизмеримые

операционные расходы за вычетом амортизационных отчислений за расчетный период соответственно по варианту 1 и варианту 2, руб. Сравнительный эффект проекта можно также рассчитать, используя показатели разности капиталовложений и себестоимости по вариантам.

1.1.4. Оценка проектов с учетом инфляции

С целью учета влияния инфляции на эффективность ЭСМ на практике возможны два метода расчета.

Первый метод — расчет в текущих ценах — предполагает, что специалист, разрабатывающий ТЭО, имеет возможность прогнозировать будущие цены на энергоресурсы, которые будут сэкономлены в результате данного проекта, и их изменение будет учтено в расчетах. В этом случае в качестве ставки дисконта используют номинальную ставку доходности, т. е. ту ставку, которая учитывает существующий темп инфляции. Она может быть принята на уровне действующей банковской ставки рефинансирования.

Второй метод — расчет в постоянных ценах — применяется в тех случаях, когда разработчикам ТЭО трудно прогнозировать будущие инфляционные тенденции. Тогда в расчет закладываются доходы и расходы в постоянных, действующих на сегодняшний момент, ценах. При этом ставка доходности берется в реальном измерении, т. е. очищается от инфляции. Формула для определения реальной ставки:

$$E_p = \frac{1 + E_H}{1 + E_H} - 1, \quad (7.1.6)$$

где: E_H — номинальная ставка в относительных единицах; E_H — среднегодовой темп инфляции (ожидаемый).

На практике в основном применяют реальную ставку, равную 10 % ($E = 0,1$), что соответствует расчетам в постоянных ценах и обеспечивает сопоставимость проектов.

1.2. ПОКАЗАТЕЛИ КОММЕРЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ

Для всестороннего анализа эффективности инвестиций в ЭСМ требуется комплекс расчетов взаимосвязанных показателей, к которым относятся: ожидаемая годовая экономия энергоресурсов в натуральном исчислении; исходные стоимостные показатели, критерии экономической эффективности технических решений.

1.2.1. Исходные стоимостные показатели

Исходные стоимостные показатели являются базой для последующего расчета критериев эффективности инвестиций в ЭСМ. К ним относятся инвестиционные затраты, годовой потенциал энергосбережения при реализации проекта, экономия текущих издержек (прирост прибыли) и доход от инвестиций.

В общем случае в состав полных инвестиционных затрат входят капиталовложения и потребность в оборотном капитале:

$$K_{\text{полн}} = K + K_{\text{об}}, \quad (7.1.7)$$

где: K — вложения в основной капитал (капиталовложения); $K_{\text{об}}$ — потребность создаваемого производства в оборотном капитале или ее изменение в соответствии с изменением масштабов производства или других факторов.

Потребность в оборотном капитале следует учитывать для проектов, связанных с выпуском продукции; для энергосберегающих проектов в качестве инвестиций выступают капиталовложения в приобретение, модернизацию и реконструкцию основных средств.

В общем виде в состав капиталовложений могут включаться следующие виды затрат:

$$K = K_{\text{СТР}} + K_{\text{ОБ}} + K_{\text{СОП}}, \quad (7.1.8)$$

где: $K_{\text{СТР}}$ — капиталовложения в строительные конструкции; $K_{\text{ОБ}}$ — капиталовложения в рабочие машины и оборудование, включающие затраты на их приобретение и монтаж; $K_{\text{СОП}}$ — сопутствующие капиталовложения, включающие предпроизводственные расходы на прединвестиционные исследования, проектирование и разработку ТЭО; нематериальные активы (приобретение лицензий, ноу-хау, патентов и т. д.); прочие.

Для разрабатываемых (создаваемых) основных средств стоимость устанавливается согласно калькуляции стоимости работ, для закупаемых — по цене приобретения. Для расчета капиталовложений при необходимости составляются сметы на приобретение и монтаж основных средств, включающие стоимость оборудования с транспортными расходами и стоимость строительно-монтажных работ (СМР). Сметная стоимость СМР включает следующие элементы затрат:

$$C_{\text{СМР}} = ПЗ + НР + ПН, \quad (7.1.9)$$

где: $ПЗ$ — прямые затраты, куда входит основная заработная плата рабочих, расходы на материалы и расходы на эксплуатацию машин и механизмов ($ПЗ = Z_0 + M + \Xi$); $НР$ — накладные расходы строительно-монтажной организации; $ПН$ — плановые накопления, или нормативная сметная прибыль строительно-монтажной организации.

Накладные расходы и плановые накопления определяются по утвержденным нормативам для разных видов СМР по формулам:

$$НР = 0,01 \alpha_1 (Z_0 + \Xi), \quad (7.1.10)$$

$$ПН = 0,01 \alpha_2 (Z_0 + \Xi), \quad (7.1.11)$$

где: α_1, α_2 — соответственно норматив накладных расходов и плановых накоплений, %.

При отсутствии проектно-сметной документации капиталовложения в оборудование можно рассчитать в укрупненном виде по формуле:

$$K_{\text{об}} = C_{\text{об}} \left(1 + \frac{k_{\text{тр}}}{100} + \frac{k_{\text{м}}}{100} \right), \quad (7.1.12)$$

где: $k_{\text{тр}}$ — коэффициент, учитывающий затраты на упаковку и транспортировку, он составляет примерно 10÷13 % от отпускной цены (контрактной стоимости); $k_{\text{м}}$ — коэффициент, учитывающий затраты на монтаж оборудования и пусконаладочные работы, зависящий от вида технических средств (обычно составляет 10÷20 % от отпускной цены оборудования, требующего монтажа, однако в некоторых случаях, например для крупных источников теплоснабжения, эта цифра может достигать 50 %).

Размер сопутствующих капиталовложений ($K_{\text{СОП}}$) определяется на договорной основе между заказчиком (инвестором) и исполнителями соответствующих работ (проектно-изыскательских, научно-исследовательских и т. п.).

Годовой потенциал энергосбережения в общем виде определяется суммарной экономией всех видов энергоресурсов при реализации ЭСМ:

$$\Delta \Xi = \Delta \Xi_{\text{T}} + \Delta \Xi_{\text{Q}} + \Delta \Xi_{\text{W}} + \Delta \Xi_{\text{B}} = C_{\text{T}} \Delta B_{\text{H}} + C_{\text{Q}} \Delta Q + C_{\text{W}} \Delta W + C_{\text{B}} \Delta V_{\text{B}}, \quad (7.1.13)$$

где: $\Delta \Xi_{\text{T}}, \Delta \Xi_{\text{Q}}, \Delta \Xi_{\text{W}}, \Delta \Xi_{\text{B}}$ — соответственно стоимость сэкономленного топлива, тепловой, электрической энергии и воды; $\Delta B_{\text{H}}, \Delta Q, \Delta W, \Delta V_{\text{B}}$ — соответственно годовая экономия топлива, тепловой, электрической энергии и воды в натуральном исчислении; C_{T} — цена за единицу натурального топлива; C_{Q} — цена единицы теплоты; C_{W} — тариф на электроэнергию, C_{B} — стоимость 1 куб. м воды.

При оценке конкретного ЭСМ в расчетах следует учитывать только те виды энергозатрат, которые претерпевают изменения при реализации данного проекта. Так, при реконструкции котельных это могут быть затраты на топливо, электроэнергию и воду. Для проектов, связанных с модернизацией отопления и вентиляции объектов, использующих покупную тепловую энергию, экономия суммарных энергозатрат может выражаться изменением расхода тепловой и электрической энергии. Следует отметить, что в отдельных

проектах наряду с экономией тепловой энергии и топлива может иметь место увеличение расхода электроэнергии (см. пример 7.9). В этом случае в выражении (7.1.13) составляющая $\Delta \mathcal{E}_W$ принимает отрицательное значение.

Расчет прибыли, получаемой предприятием в результате реализации проекта, зависит от специфики проекта. Так, если проект связан с приобретением новых энергосберегающих технических средств (ТС), которые ранее на объекте не применялись, прибыль определяется из выражения:

$$\Pi = \Delta \mathcal{E} - C_3, \quad (7.1.14)$$

где: $\Delta \mathcal{E}$ — стоимость сэкономленных энергоресурсов; C_3 — текущие затраты, связанные с эксплуатацией новых ТС (без учета энергопотребления).

Как правило, прирост текущих затрат связан с дополнительными издержками на амортизацию (A), а также на техобслуживание и ремонт (P):

$$C_3 = A + P. \quad (7.1.15)$$

Экономия текущих затрат в случае замены действующего оборудования на более совершенный аналог определяется по формуле:

$$\begin{aligned} \Pi &= \Delta \mathcal{E} - \Delta C_3 = \\ &= \Delta \mathcal{E} - [(A_H + P_H) - (A_C + P_C)], \end{aligned} \quad (7.1.16)$$

где: ΔC_3 — изменение текущих затрат, связанных с эксплуатацией технических средств, при их замене; A_H, A_C — соответственно амортизация нового и заменяемого оборудования; P_H, P_C — соответственно затраты на техобслуживание и ремонт нового и заменяемого оборудования.

В отдельных случаях внедрение ЭСМ может сопровождаться изменением затрат труда основных рабочих (например, при замене котлов, работающих на твердом топливе, на котельные установки, работающие на газе, сокращаются трудозатраты рабочих-котельщиков). В этом случае показатель C_3 определяется по формуле:

$$\Delta C_3 = [(A_H + P_H + 3\Pi_H + OC_H) - (A_C + P_C + 3\Pi_C + OC_C)], \quad (7.1.17)$$

где: $3\Pi_H, 3\Pi_C$ — соответственно заработная плата основных рабочих после и до внедрения ЭСМ; OC_H, OC_C — отчисления на социальные нужды от фонда заработной платы до и после внедрения ЭСМ.

В отдельных случаях в составе текущих издержек следует также учитывать прочие затраты, связанные со спецификой проекта. Так, например, для энергосберегающих мероприятий, связанных с реконструкцией систем теплоснабжения, в составе издержек следует учитывать ущерб, причиняемый выбросами котельных.

Он определяется исходя из дифференцированных ставок платы за загрязнение атмосферы, а также дополнительных затрат на здравоохранение.

Расчет затрат на амортизацию выполняется на основе данных о балансовой стоимости основных фондов, вводимых (используемых) по каждому варианту энергосберегающей технологии, и единых норм амортизационных отчислений:

$$A = 0,01 (H_A K), \quad (7.1.18)$$

где: H_A — норма годовых амортизационных отчислений, %; K — капиталовложения (для действующего оборудования балансовая стоимость группы основных средств).

Затраты на ремонт и обслуживание технических средств (ТС) рассчитываются по формуле:

$$P = 0,01 (H_P K), \quad (7.1.19)$$

где: H_P — норма годовых затрат на ремонт и техобслуживание данного вида ТС, %.

Затраты на ремонт и техническое обслуживание энергетического оборудования в зависимости от его вида могут также определяться по формулам:

$$P = C_P N_P k, \quad (7.1.20)$$

$$P = C_{Y\gamma} N_{Y\gamma}, \quad (7.1.21)$$

где: C_P — среднегодовые затраты на ремонт и техническое обслуживание основных средств, приходящиеся на единицу ремонтной сложности; $C_{Y\gamma}$ — среднегодовые затраты на ремонт и техническое обслуживание условной единицы электрооборудования в электросетях; N_P — количество единиц ремонтной сложности по данному виду основных средств; $N_{Y\gamma}$ — количество условных единиц электрооборудования на электросетевом участке; k — коэффициент, учитывающий затраты на ремонт энергетической части данного вида основных средств.

Фонд заработной платы рабочих определяется исходя из часовых тарифных ставок членов трудового коллектива и затрат труда:

$$3\Pi = \sum c_{Ti} T_i k_d, \quad (7.1.22)$$

где: c_{Ti} — часовая тарифная ставка рабочих i -го разряда, T_i — затраты труда рабочих i -го разряда; k_d — коэффициент, учитывающий дополнительную оплату труда.

Отчисления на социальные нужды от фонда заработной платы определяются по формуле:

$$OC = k_c 3\Pi, \quad (7.1.23)$$

где: k_c — коэффициент, учитывающий отчисления на социальные нужды.

Прирост чистой прибыли (ЧП) предприятия определяется с учетом налога на прибыль и на имущество:

$$\text{ЧП} = (\text{П} - \text{НИ}) \cdot (1 - \text{С}_{\text{НП}} / 100), \quad (7.1.24)$$

где: $\text{С}_{\text{НП}}$ — действующая ставка налога на прибыль, %; НИ — налог на имущество.

Следует отметить, что в большинстве случаев налог на имущество при оценке проектов можно не учитывать, поскольку его величина незначительна и находится в пределах допустимой погрешности расчетов.

Доход от инвестиций (годовой инвестиционный доход Д) в случае приобретения дополнительного энергосберегающего оборудования определяется по выражению:

$$\text{Д} = \text{ЧП} + \text{А}_{\text{Н}}. \quad (7.1.25)$$

В случае замены действующего оборудования на более совершенный аналог годовой доход определяется по формуле:

$$\text{Д} = \text{ЧП} + (\text{А}_{\text{Н}} - \text{А}_{\text{С}}). \quad (7.1.26)$$

1.2.2. Формулы расчета показателей эффективности ЭСМ

Чистый дисконтированный доход (чистая нынешняя стоимость), ЧДД (ЧНС), показывает весь эффект (прирост богатства) инвестора, приведенный во времени к началу расчетного периода. Прирост богатства определяется в сравнении с нормативным приростом на уровне базовой ставки. Так, ЧДД в 500 тыс. у. е. означает, что за расчетный период инвестор, во-первых, возвращает вложенный собственный капитал, во-вторых, получает нормативный доход на уровне базовой ставки и, в-третьих, дополнительно получает сумму, эквивалентную 500 тыс. у. е. в начале расчетного периода.

Чистый дисконтированный доход определяется из выражения:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{\text{Д}_t}{(1+E)^t} - \text{К}_{\text{Н}}. \quad (7.1.27)$$

Если в расчете необходимо учесть ликвидационную стоимость объекта в конце расчетного периода, ЧДД рассчитывается по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{\text{Д}_t}{(1+E)^t} + \frac{\text{Л}}{(1+E)^T} - \text{К}_{\text{Н}}. \quad (7.1.28)$$

В формулах (7.1.27) и (7.1.28): Д_t — доход, получаемый в год t ; T — расчетный период в годах; $\text{К}_{\text{Н}}$ — капиталовложения, приведенные во времени к началу

расчетного периода; Л — ликвидационная стоимость; E — принятая процентная ставка (базовая ставка, норма дисконта), отн. ед.

Дисконтирование капиталовложений осуществляется в тех случаях, когда строительство предусмотренного проектом объекта превышает один год (строительный лаг), а также если в проекте задействовано оборудование, требующее замены в течение расчетного периода, т. е. у которого $T_{\text{СЛ}} < T$. При этом число замен определяется из выражения:

$$N_{\text{ЗАМ}} = \frac{T}{T_{\text{СЛ}}} - 1, \quad (7.1.29)$$

где: T — расчетный период; $T_{\text{СЛ}}$ — срок службы отдельных недолговечных ТС.

В общем случае дисконтирование капиталовложений осуществляется по формуле:

$$\text{К}_{\text{Н}} = \sum_{t=0}^{T_{\text{СТР}}} \frac{\text{К}_t}{(1+E)^t} + \sum_{t=T_{\text{СЛ}}}^{T_{\text{СТР}}+N_{\text{ЗАМ}}} \frac{\text{К}_t}{(1+E)^t}, \quad (7.1.30)$$

где: К_t — капиталовложения в год t ; $T_{\text{СТР}}$ — строительный лаг в годах.

При $T_{\text{СЛ}} \geq T$ и отсутствии строительного лага капиталовложения равны первоначальным единовременным капиталовложениям К , осуществляемым в год $t = 0$, т. е. в этом случае $\text{К}_{\text{Н}} = \text{К}$.

Проект целесообразен при $\text{ЧДД} \geq 0$.

Если $\text{ЧДД} < 0$, необходимо проанализировать возможность уменьшения нормы дисконта, снижения капиталовложений, увеличения годового дохода и факторов, его определяющих.

Индекс доходности инвестиций (коэффициент эффективности проекта), ИД, показывает, во сколько раз увеличиваются вложенные собственные средства за расчетный период в сравнении с нормативным увеличением на уровне базовой ставки. Он представляется в виде выражения:

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{\text{К}_{\text{Н}}} + 1. \quad (7.1.31)$$

Проект целесообразен при $\text{ИД} \geq 1$.

Внутренняя норма дохода, ВНД, (IRR), определяет максимальную базовую ставку, при которой капиталовложения не убыточны. Внутренняя норма дохода соответствует такой норме дисконта, при которой чистый дисконтированный доход обращается в нуль. Она находится из условия $\text{ЧДД} = 0$ путем решения уравнения:

$$\text{ВНД} = \sum_{t=1}^T \frac{\text{Д}_t}{(1+\text{ВНД})^t} - \text{К} = 0, \quad (7.1.32)$$

относительно ВНД.

Внутренняя норма дохода легко может быть рассчитана графоаналитическим методом. Для этого необходимо построить график ЧДД = $f(E)$, задавая рядом последовательных значений процентной ставки. Искомая величина находится в том интервале, где меняется знак показателя ЧДД. Ее уточненное значение можно определить методом линейной интерполяции из выражения:

$$\text{ВНД} = E_{\text{MIN}} + (E_{\text{MAX}} - E_{\text{MIN}}) \frac{\text{ЧДД}_{\text{MAX}}}{\text{ЧДД}_{\text{MAX}} + \text{ЧДД}_{\text{MIN}}}, \quad (7.1.33)$$

где: E_{MIN} , E_{MAX} — минимальное и максимальное значение ставки в интервале; ЧДД_{MIN} , ЧДД_{MAX} — минимальное и максимальное значение ЧДД в интервале, причем ЧДД_{MIN} в формуле учитывается по модулю.

Проект целесообразен при $E \leq \text{ВНД}$.

Различают статический (элементарный) и динамический срок окупаемости капиталовложений.

Статический срок окупаемости показывает, за какой срок инвестор возвращает первоначальные капиталовложения. При постоянном годовом доходе этот срок определяется из выражения:

$$T_o = \frac{K}{D_t}. \quad (7.1.34)$$

Если доходы проекта по годам непостоянны, величина T_o определяется по кумулятивному доходу, обеспечивающему равенство:

$$\sum_{t=1}^{T_o} D_t = K. \quad (7.1.35)$$

Динамический срок окупаемости T_o (DPB) соответствует времени, за которое инвестор вернет израсходованные средства и получит нормативный доход на уровне принятой ставки. Он рассчитывается исходя из уравнения:

$$\sum_{t=1}^{T_o} \frac{D_t}{(1+E)^t} - K = 0, \quad (7.1.36)$$

решаемого относительно T_o .

Показатель T_o можно рассчитать графоаналитически, построив зависимость ЧДД = $f(t)$. Точка, где график пересекает ось абсцисс, т. е. ЧДД = 0, и будет искомым значением срока окупаемости. Искомая величина находится в том интервале, где меняется знак показателя ЧДД. Ее уточненное значение можно определить методом линейной интерполяции из выражения:

$$T_o = T_{\text{MIN}} + (T_{\text{MAX}} - T_{\text{MIN}}) \frac{\text{ЧДД}_{\text{MIN}}}{\text{ЧДД}_{\text{MAX}} + \text{ЧДД}_{\text{MIN}}}, \quad (7.1.37)$$

где: T_{MIN} , T_{MAX} — минимальное и максимальное значение времени в интервале; ЧДД_{MIN} , ЧДД_{MAX} — минимальное и максимальное значение ЧДД в интервале, причем ЧДД_{MIN} учитывается по модулю.

Проект считается целесообразным при сроке возврата капитала в пределах расчетного периода, т. е. при $T_o < T$.

1.2.3. Упрощенные расчеты показателей эффективности ЭСМ

Упрощенные методы расчета показателей эффективности ЭСМ применимы при постоянном годовом доходе проекта ($D_t = \text{const}$).

При постоянстве годового дохода и условии, что можно пренебречь ликвидационной стоимостью объекта, ЧДД определяют по формуле:

$$\text{ЧДД} = D_t \alpha_T - K_H, \quad (7.1.38)$$

где: α_T — дисконтирующий множитель (коэффициент приведения постоянных по величине денежных сумм к началу расчетного периода), лет. Он определяется из финансовых таблиц Приложения либо из выражения:

$$\alpha_T = \frac{1 - (1+E)^{-T}}{E} = \frac{(1+E)^T - 1}{E(1+E)^T}. \quad (7.1.39)$$

При $D_t = \text{const}$ внутренняя норма дохода проекта рассчитывается следующим образом. Из уравнения:

$$D_t \alpha_{T(\text{ПР})} - K = 0, \quad (7.1.40)$$

находим минимальное предельное значение α_T , при котором проект не убыточен:

$$\alpha_{T(\text{ПР})} = \frac{K}{D_t}. \quad (7.1.41)$$

Из финансовых таблиц Приложения 7.1 по известным значениям T и $\alpha_{T(\text{ПР})}$, применяя метод линейной интерполяции, находим искомое значение ВНД:

$$\text{ВНД} = E_{\text{MIN}} + (E_{\text{MAX}} - E_{\text{MIN}}) \frac{\alpha_{\text{MAX}} - \alpha_{T(\text{ПР})}}{\alpha_{\text{MAX}} - \alpha_{\text{MIN}}}, \quad (7.1.42)$$

где: E_{MIN} , E_{MAX} — минимальное и максимальное значение ставки в интервале; α_{MIN} , α_{MAX} — минимальное и максимальное значение дисконтирующего множителя в интервале.

При постоянстве годового дохода и отсутствии временного лага динамический срок окупаемости определяется из выражения:

$$T_o = \frac{\lg(1 + E/P_B)}{\lg(1 + E)}, \quad (7.1.43)$$

где: P_B — коэффициент возврата капитала, равный

$$P_B = \frac{D_t}{K} - E. \quad (7.1.44)$$

Величина T_o может быть также рассчитана из финансовых таблиц по известным значениям процентной ставки E и $\alpha_{T(ПР)}$.

При этом уточненное значение срока окупаемости рассчитывается методом линейной интерполяции:

$$T_o = T_{MIN} + (T_{MAX} - T_{MIN}) \frac{\alpha_{T(ПР)} - \alpha_{MIN}}{\alpha_{MAX} - \alpha_{MIN}}. \quad (7.1.45)$$

1.2.4. Примеры расчета

Поясним методику расчета вышеприведенных показателей эффективности инвестиций применительно к энергосберегающим проектам на следующих примерах.

Расчет капиталовложений

Пример 7.1.

Стены школьного здания, составляющие 2840 м^2 , утепляются пенополистирольными плитами толщиной 10 см с использованием крепежных элементов с последующей штукатуркой. Определить инвестиционные затраты на утепление школьного здания.

Определяем стоимость конструкций. Стоимость 1 м^3 пенополистирольных плит — 650 руб. Поскольку толщина утеплителя 10 см, то стоимость м^3 делится на 10 и получается стоимость конструкций в расчете на 1 м^2 стены:

$$650 : 10 = 65 \text{ руб./м}^2 \text{ стены.}$$

Для того чтобы получить стоимость конструкций на весь объем работ, стоимость конструкций 1 м^2 стены умножается на количество квадратных метров, подлежащих утеплению:

$$0,065 \times 2840 = 184 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость крепежных элементов составит 85 тыс. руб., а стоимость монтажа конструкций — 210 тыс. руб.

Оштукатурить 1 м^2 стены стоит 169 руб. Стоимость штукатурки всей площади стен в школьном здании:

$$0,169 \times 2840 = 480 \text{ тыс. руб.}$$

Далее может потребоваться проведение проектных и научно-исследовательских работ. Ориентировочная стоимость проектных работ 195 тыс. руб., научно-исследовательских — 45 тыс. руб.

В итоге необходимые инвестиции на проведение ЭСМ составят:

$$K = 184 + 85 + 210 + 480 + 195 + 45 = 1200 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет показателей эффективности инвестиций

Пример 7.2.

Объект потребляет 25 тыс. ГДж тепловой энергии в год. В рамках программы энергосбережения на предприятии предполагается внедрить энергосберегающее оборудование, обеспечивающее экономию теплоты в размере 12 % от общего потребления. Определить эффективность инвестиций в проект.

Таблица 7.1.2.

Исходные данные

Показатели	Обозначение	Значение показателя
1. Капиталовложения в проект, у. е.	K	6800
2. Годовая норма амортизации основных средств, %	H_A	12,5
3. Норма отчислений на техобслуживание и ремонт, %	H_P	7,0
4. Цена тепловой энергии для предприятия, у. е./ГДж	C_Q	2,0
5. Ставка налога на прибыль, %	$C_{НП}$	30,0
6. Ставка налога на имущество, %	$C_{НИ}$	2,0
7. Норма дисконта, %	E	10,0

Ликвидационная стоимость объекта и налог на имущество незначительны и в расчетах не учитываются.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА

1. Потенциал энергосбережения, прирост прибыли и доход от инвестиций (в расчете на год).

Экономия теплопотребления на объекте:

$$\Delta Q = 0,12 Q = 0,12 \cdot 25\,000 = 3000 \text{ ГДж.}$$

Стоимость сэкономленной энергии:

$$\Delta \mathcal{E} = C_Q \Delta Q = 2,0 \cdot 3000 = 6000 \text{ у. е.}$$

Амортизация основных средств:

$$A = 0,01 H_A K = 0,01 \cdot 12,5 \cdot 6800 = 850 \text{ у. е.}$$

Расходы на техобслуживание и ремонт:

$$P = 0,01 H_P K = 0,01 \cdot 7,0 \cdot 6800 = 476 \text{ у. е.}$$

Экономия текущих издержек (прирост прибыли):

$$\Delta C = \Delta \mathcal{E} - (A + P) = 6000 - (850 + 476) = 4674 \text{ у. е.}$$

Прирост чистой прибыли предприятия:

$$\begin{aligned} \text{ЧП} &= \Delta C (1 - 0,01 C_{НП}) = \\ &= 4674 (1 - 0,01 \cdot 30) = 3272 \text{ у. е.} \end{aligned}$$

Годовой доход инвестиционного проекта:

$$D_t = \text{ЧП} + A = 3272 + 850 = 4122 \text{ у. е.}$$

2. Анализ эффективности капиталовложений в проект.

Критерии эффективности инвестиций определяем по упрощенной методике, так как по условию примера

годовой доход постоянен ($D_t = D = \text{const}$). Расчет выполняем в следующей последовательности.

Расчетный период принимаем равным нормативному сроку службы энергосберегающего оборудования:

$$T = \frac{100}{H_A} = \frac{100}{12,5} = 8 \text{ лет.}$$

Находим значение дисконтирующего множителя из Приложения по известным значениям E и T :

$$\alpha_{(8; 0,1)} = 5,3349 \text{ лет.}$$

Чистый дисконтированный доход проекта определяем по формуле (7.1.38):

$$\text{ЧДД} = 4122 \cdot 5,3349 - 6800 = 15\,190 \text{ у. е.}$$

Индекс доходности проекта определяем по формуле (7.1.31):

$$\text{ИД} = \frac{15190}{6800} + 1 = 3,23.$$

Расчет внутренней нормы дохода осуществляем в два этапа.

На первом этапе находим предельное (минимальное) значение дисконтирующего множителя, при котором проект не убыточен:

$$\alpha_{T(\text{ПР})} = \frac{K}{D} = \frac{6800}{4122} = 1,65 \text{ года.}$$

Из Приложения 7.1 при $T = 8$ лет и $\alpha_{T(\text{ПР})} = 1,65$ года находим, что искомое значение ставки находится в интервале $0,55 \div 0,60$ %. Методом линейной интерполяции по формуле (7.1.42) находим искомое значение ВНД:

$$\text{ВНД} = 0,55 + (0,60 - 0,55) \frac{1,76 - 1,65}{1,76 - 1,62} = 0,59.$$

Расчет срока окупаемости.

Статический срок окупаемости определяем по формуле:

$$T_{\text{О(СТ)}} = \frac{K}{D} = \frac{6800}{4122} = 1,65 \text{ года.}$$

Динамический срок окупаемости находим при $\alpha_{T(\text{ПР})} = 1,65$ года и норме дисконта $E = 0,1$ из При-

ложения 7.1. Искомое значение попадает в интервал 1–2 года. Используя формулу (7.1.45), находим величину срока окупаемости:

$$T_O = 1 + (2 - 1) \frac{1,65 - 0,91}{1,74 - 0,91} = 1,89 \text{ года.}$$

Предельные капиталовложения в проект:

$$K_{\text{ПР}} = K + \text{ЧДД} = 6800 + 15\,190 = 21\,990 \text{ у. е.}$$

Закключение по проекту. Все рассчитанные критерии эффективности удовлетворяют условиям целесообразности инвестиционного проекта:

$$\text{ЧДД} = 15\,190 \text{ у. е.} > 0;$$

$$\text{ИД} = 3,23 > 1;$$

$$\text{ВНД} = 0,59 > E = 0,10;$$

$$T_O = 1,89 \text{ лет} < T = 8 \text{ лет.}$$

Следовательно, проект целесообразен и может быть рекомендован к внедрению.

Пример 7.3.

Исходные данные энергосберегающего проекта те же, что и в примере 7.2, но в соответствии с будущими изменениями в технологии прогнозируемое теплотребление объекта изменяется по годам расчетного периода.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА

Годовой потенциал энергосбережения, экономия текущих затрат, прирост чистой прибыли и доход по годам расчетного периода рассчитаны по методике, приведенной в примере 7.2, и представлены в табл. 7.1.3.

Критерии эффективности проекта.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается в соответствии с формулой (7.1.27):

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} = & \frac{4122}{1,1} + \frac{4122}{1,1^2} + \frac{4962}{1,1^3} + \frac{4962}{1,1^4} + \frac{4122}{1,1^5} + \frac{3282}{1,1^6} + \\ & + \frac{2610}{1,1^7} + \frac{1938}{1,1^8} - 6800 = 14\,125 \text{ у. е.} \end{aligned}$$

Индекс доходности проекта:

$$\text{ИД} = \frac{14125}{6800} + 1 = 3,08.$$

Таблица 7.1.3.

Исходные данные

Показатели	Годы расчетного периода							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1. Теплотребление, ГДж	25 000	25 000	30 000	30 000	25 000	20 000	16 000	12 000
1. Экономия теплотребления, ГДж	3000	3000	3600	3600	3000	2400	1920	1440
2. Экономия текущих затрат, у. е.	4674	4674	5874	5874	4674	3474	2514	1554
3. Прирост чистой прибыли, у. е.	3272	3272	4112	4112	3272	2432	1760	1088
4. Годовой доход, у. е.	4122	4122	4962	4962	4122	3282	2610	1938

Динамический срок окупаемости инвестиций определяем, рассчитывая ряд последовательных значений ЧДД по годам расчетного периода

$$\text{ЧДД} = f(i).$$

В том временном интервале, где ЧДД = 0, будет находиться искомая величина.

В результате расчета получим:

$$\text{ЧДД}_0 = 6800; \text{ЧДД}_1 = 3053; \text{ЧДД}_2 = -354.$$

Таким образом, искомое значение будет находиться в интервале $t = 1-2$ года, где показатель ЧДД меняет знак.

Применив формулу (7.1.37), получим:

$$T_0 = 1 + (2 - 1) \frac{3053}{3053 + 354} = 1,89 \text{ года}.$$

Аналогичным образом, задаваясь рядом последовательных значений процентной ставки, из зависимости ЧДД = $f(E)$ находим внутреннюю норму дохода. Результаты расчета представлены в табл. 7.1.4.

Таблица 7.1.4.

Значения ЧДД в зависимости от ставки дисконтирования

$E, \%$	10	20	30	40	50	60	65
ЧДД, у. е.	14125	8696	5249	2928	1289	85	-401

Искомое значение ВНД находится в том интервале ставок, где ЧДД = 0, т. е. между 60 и 65 %. Применив формулу линейной интерполяции (7.1.33), получим:

$$\text{ВНД} = 60 + (65 - 60) \frac{85}{85 + 401} = 60,8 \, \%.$$

Заключение по проекту. Все рассчитанные критерии эффективности удовлетворяют условиям целесообразности инвестиционного проекта:

$$\text{ЧДД} = 14\,125 \text{ у. е.} > 0; \text{ ИД} = 3,08 > 1;$$

$$\text{ВНД} = 0,608 > E = 0,10;$$

$$T_0 = 1,89 \text{ года} < T = 8 \text{ лет}.$$

Следовательно, проект целесообразен и может быть рекомендован к внедрению.

1.3. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ПРОЕКТОВ

1.3.1. Показатели сравнительной эффективности ЭСМ

Внедрению энергосберегающего проекта на объекте должен предшествовать выбор экономически целесообразного варианта из нескольких потенциально

возможных альтернативных ЭСМ. С этой целью на предварительном этапе необходимо выполнить сравнительный анализ эффективности таких проектов. При этом энергосберегающие проекты следует разделять на две группы.

К первой группе относятся проекты затратного характера, не предназначенные для получения прибыли. Ко второй группе относятся проекты, осуществление которых приводит к снижению текущих издержек и приросту прибыли.

Проекты первой группы представлены мероприятиями, необходимость выполнения которых обусловлена требованиями соответствующих нормативных и директивных документов (СНиП, ГОСТ, нормы технологического проектирования конкретных объектов и т. п.). В первую очередь к ним относятся проекты затратного характера, связанные с созданием объектов инженерной инфраструктуры (отопление и вентиляция, водоснабжение, освещение зданий и т. п.). К первой группе относятся, например, установка приборов учета энергии, увеличение теплозащиты ограждающих конструкций до нормируемой величины и т. п. Следует соблюдать приоритетность внедрения различных ЭСМ в рамках рассматриваемой группы. Например, мероприятиям по увеличению теплоизоляции здания обязательно должны предшествовать установка автоматических регуляторов, а также тепло-гидравлическая балансировка систем микроклимата здания.

При этом необходимо произвести сравнение нескольких альтернативных вариантов технических решений с точки зрения их экономической целесообразности. Такие проекты могут отличаться друг от друга сроками службы и надежностью конструкций и оборудования, потерями энергии, размером капиталовложений и текущих затрат. Как правило, вариант, в котором задействовано более дорогое энергосберегающее оборудование, обеспечивает меньший размер текущих издержек.

ЭСМ первой группы планируются путем выбора оптимального варианта по критерию совокупных дисконтированных затрат.

Проекты второй группы связаны либо с установкой дополнительного энергосберегающего оборудования (теплообменники, автоматические регуляторы энергопотребления и т. п.), либо с заменой старого оборудования на новое, менее энергоемкое.

В обоих случаях учитываются как период функционирования объекта, так и сроки службы конкурирующих ТС.

Для мероприятий первой группы задача ТЭО сводится к выбору такого альтернативного варианта, который будет сопряжен с наименьшими совокупными дисконтированными затратами (СДЗ) за расчетный период.

Совокупные дисконтированные затраты по сравниваемым вариантам определяются из выражений:

$$СДЗ_1 = \left(K_{H1} + \sum_{t=1}^T \frac{C_{1t} - A_{1t} + НИ_{1t}}{(1+E)^t} \right), \quad (7.1.46)$$

$$СДЗ_2 = \left(K_{H2} + \sum_{t=1}^T \frac{C_{2t} - A_{2t} + \Delta НП_t + НИ_{2t}}{(1+E)^t} \right), \quad (7.1.47)$$

где, соответственно по вариантам: K_H — дисконтированные капиталовложения, определяемые по формуле (7.1.30) с учетом временного лага и числа замен оборудования за расчетный период; C_t , A_t — текущие издержки и амортизационные отчисления в год t ; $НИ_t$ — налог на имущество; $\Delta НП_t$ — изменение налога на прибыль во втором варианте; E — принятая процентная ставка (норма дисконта), отн. ед.; T — горизонт расчета (расчетный период).

Для некоторых специальных задач, которые мы будем рассматривать позже, требуется расчет показателя годовых $СДЗ_{(год)}$. Они определяются из выражений:

$$СДЗ_{1(год)} = \left(K_{H1} + \sum_{t=1}^{T_1} \frac{C_{1t} - A_{1t} + НИ_{1t}}{(1+E)^t} \right) \beta_{T1}, \quad (7.1.48)$$

$$\begin{aligned} СДЗ_{2(год)} = \\ = \left(K_{H2} + \sum_{t=1}^{T_2} \frac{C_{2t} - A_{2t} + \Delta НП_t + НИ_{2t}}{(1+E)^t} \right) \beta_{T2}, \end{aligned} \quad (7.1.49)$$

где: β_T — коэффициент аннуитета; T_1 , T_2 — срок службы оборудования в сравниваемых вариантах, лет; K_{H1} , K_{H2} — капиталовложения, дисконтированные соответственно в пределах отрезков времени T_1 и T_2 .

Коэффициент аннуитета — величина, обратная дисконтирующему множителю (см. формулу (7.1.39)). Он определяется из выражения:

$$\beta_T = \frac{1}{\alpha_T} = \frac{E(1+E)^T}{(1+E)^T - 1}. \quad (7.1.50)$$

Изменение налога на прибыль определяется по формуле:

$$\Delta НП = \frac{С_{НП}}{100} [(C_1 + НИ_1) - (C_2 + НИ_2)], \quad (7.1.51)$$

где: $С_{НП}$ — ставка налога на прибыль, %.

Следует отметить, что расчет налога на имущество значительно усложняет оценку проектов. Поэтому при расчете показателей эффективности инвестиций его рекомендуется не учитывать, так как при таком допущении погрешность вычислений весьма незначительна и находится в допустимых пределах.

Если текущие издержки по годам расчетного периода неизменны и налог на недвижимость не учитывается, для расчета $СДЗ$ используются формулы:

$$СДЗ_1 = K_{H1} + (C_1 - A_1) \alpha_T, \quad (7.1.52)$$

$$СДЗ_2 = K_{H2} + (C_2 - A_2 + \Delta НП) \alpha_T. \quad (7.1.53)$$

Совокупные дисконтированные затраты в годовом исчислении при постоянстве годовых издержек определяются из выражений:

$$СДЗ_1 = K_{H1} \beta_{T1} + (C_1 - A_1), \quad (7.1.54)$$

$$СДЗ_2 = K_{H2} \beta_{T2} + (C_2 - A_2 + \Delta НП). \quad (7.1.55)$$

В выражениях (7.1.54) и (7.1.55): K_{H1} , K_{H2} — капиталовложения, дисконтированные соответственно в пределах отрезков времени T_1 и T_2 ; β_{T1} , β_{T2} — коэффициент аннуитета, определяемый по формуле (7.1.50).

Метод выбора вариантов инвестирования по показателю $СДЗ$ имеет особое значение для бюджетной сферы и неприбыльных организаций, где весьма актуален вопрос о наиболее рациональном использовании ограниченных инвестиционных ресурсов. Однако следует ограничить применение критерия $СДЗ$ областью ЭСМ первой группы, так как имеют место ситуации, когда принятый (по минимуму $СДЗ$) лучший вариант может дать отрицательную прибыльность инвестиций.

Рассмотрим соответствующие примеры.

1.3.2. Примеры расчета

Пример 7.4.

Предприятие производит продукцию в результате длительного производственно-технологического процесса. На одном из его этапов необходимо использование специального оборудования, которое существует в нескольких модификациях. После предварительного анализа остановились на двух наиболее подходящих модификациях: при прочих равных условиях в варианте В задействовано более дорогое энергосберегающее оборудование, поэтому в этом варианте капиталовложения выше, а текущие издержки ниже, чем в варианте А. В обоих вариантах текущие издержки постоянны по годам расчетного периода.

Требуется проанализировать целесообразность приобретения того или иного станка, если известно:

- принятая норма дисконта $E = 0,1$;
- расчетный период равен нормативному сроку службы оборудования;
- предприятие платит налог на прибыль по ставке $С_{НП} = 25\%$;
- налог на имущество в расчетах не учитываем.

Таблица 7.1.5.

Исходные данные

Показатели	Обозначения	Варианты оборудования	
		А	В
1. Потребляемая электроэнергия, кВт · ч	W	137353	69765
2. Капиталовложения, у. е.	K	10000	16000
3. Нормативный срок службы ТС, лет	T _н	12	12
4. Норма отчислений на ТО и ТР, %	Н _р	5,0	5,0
5. Цена электроэнергии для предприятия, у. е./кВт·ч (принята условно)	Ц _э	0,034	0,034

МЕТОДИКА РАСЧЕТА

1. Определяем годовые текущие затраты по сравниваемым вариантам:

Затраты на электроэнергию рассчитываются по формуле:

$$\Theta = C_{\text{э}} W.$$

$$\Theta_A = 0,034 \cdot 137\,353 = 4670 \text{ у. е.}$$

$$\Theta_B = 0,034 \cdot 69\,765 = 2372 \text{ у. е.}$$

Амортизация основных средств определяется из выражения:

$$A = 0,01 H_A K,$$

где H_A — годовая норма амортизации основных средств, которая определяется исходя из нормативного срока службы оборудования:

$$H_A = \frac{100}{T_H} = \frac{100}{12} = 8,3 \, \%.$$

$$A_A = 0,01 \cdot 8,3 \cdot 10000 = 830 \text{ у. е.}$$

$$A_B = 0,01 \cdot 8,3 \cdot 16000 = 1328 \text{ у. е.}$$

Затраты на ТО и ТР оборудования определяем по формуле:

$$P = 0,01 H_p K.$$

$$P_A = 0,01 \cdot 5 \cdot 10\,000 = 500 \text{ у. е.}$$

$$P_B = 0,01 \cdot 5 \cdot 16\,000 = 800 \text{ у. е.}$$

Суммарные текущие издержки по сравниваемым вариантам:

$$C = \Theta + A + P.$$

$$C_A = 4670 + 830 + 500 = 6000 \text{ у. е.}$$

$$C_B = 2372 + 1328 + 800 = 4500 \text{ у. е.}$$

Прирост налога на прибыль в варианте В:

$$\Delta \text{НП} = (6000 - 4500) \cdot 0,25 = 375 \text{ у. е.}$$

Экономически целесообразный вариант выбираем по критерию «совокупные дисконтированные затраты» (СДЗ). Поскольку по условию текущие издержки неизменны по годам, определяем СДЗ за расчетный период по сравниваемым вариантам по формулам (7.1.52) и (7.1.53), используя упрощенную методику расчета. Учитывая, что дисконтирующий множитель α_T при $T = 12$ лет и $E = 0,1$ равен 6,8137 года, получим:

$$\text{СДЗ}_A = 10\,000 + (6000 - 830) \cdot 6,8137 = 45\,227,$$

$$\text{СДЗ}_B = 16\,000 + (4500 - 1328 + 375) \cdot 6,8137 = 40\,168.$$

Заключение. Предпочтительнее вариант В, у которого совокупные дисконтированные затраты меньше. Сравнительная эффективность этого варианта определяется экономией СДЗ:

$$\Delta \text{СДЗ} = 5059 \text{ у. е.}$$

Пример 7.5.

Необходимо сравнить два проекта с разными сроками службы энергосберегающего оборудования. Исходные данные проектов приняты из примера 7.4, но в проекте А изменен срок службы технических средств и годовой объем электропотребления.

Таблица 7.1.6.

Исходные данные

Показатели	Обозначения	Варианты оборудования	
		А	В
1. Потребляемая электроэнергия, кВт · ч	W	14 235 3	69 765
2. Капиталовложения, у. е.	K	10 000	16 000
3. Нормативный срок службы ТС, лет	T _н	6	12
4. Норма отчислений на ТО и ТР, %	Н _р	5,0	5,0
5. Цена электроэнергии для предприятия, у. е./кВт·ч (принята условно)	Ц _э	0,034	0,034
6. Расчетный период, лет	T	12	12

МЕТОДИКА РАСЧЕТА

Определяем годовые текущие издержки в варианте А.

Затраты на электроэнергию:

$$\Theta_A = 0,034 \cdot 14\,2353 = 4840 \text{ у. е.}$$

Затраты на амортизацию :

$$A_A = 0,01 \cdot \frac{100}{6} \cdot 10\,000 = 1670 \text{ у. е.}$$

Затраты на ТО и ТР остаются теми же, что и в предыдущем примере:

$$P = 500 \text{ у. е.}$$

Суммарные издержки по варианту А:

$$C_A = 4840 + 1670 + 500 = 7010 \text{ у. е.}$$

Текущие издержки варианта В принимаем из примера 7.4:

$$C_B = 4500 \text{ у. е.}$$

Прирост налога на прибыль в варианте В:

$$\Delta \text{НП} = (7010 - 4500) \cdot 0,25 = 627,5 \text{ у. е.}$$

При разных сроках службы оцениваемого оборудования и одном и том же расчетном периоде выбор экономически целесообразного варианта можно осуществить двумя методами, которые в итоге приводят к одному и тому же результату.

Первый метод основан на показателе совокупных дисконтированных затрат за расчетный период, при этом должны быть учтены все необходимые замены ТС за расчетный период.

Определяем число замен ТС за расчетный период в варианте А:

$$N_3 = \frac{T}{T_{1H}} - 1 = \frac{12}{6} - 1 = 1 \text{ раз.}$$

Дисконтированные капиталовложения в варианте А будут равны:

$$K_{H(A)} = K_0 + \frac{K_6}{(1+E)^6} = 10\,000 + \frac{10\,000}{1,1^6} = 10\,000 + 5640 = 15\,640 \text{ у. е.}$$

Определяем СДЗ сравниваемых вариантов с учетом однократной замены оборудования в варианте А в конце шестого года эксплуатации:

$$\text{СДЗ}_A = 15\,640 + (7010 - 1670) 6,8137 = 52\,029,9 \text{ у. е.}$$

$$\text{СДЗ}_B = 16\,000 + (4500 - 1328 + 627,5) 6,8137 = 41\,888,65 \text{ у. е.}$$

Второй метод предусматривает расчет годовых СДЗ, определяемых исходя из нормативного срока службы оцениваемых ТС, т. е. соответственно за 6 и 12 лет. Находим коэффициенты аннуитета для сравниваемых проектов.

При $E = 0,1$ и $T_1 = 6$ лет:

$$\beta_6 = \frac{1}{4,3553} = 0,2296,$$

при $E = 0,1$ и $T_2 = 12$ лет:

$$\beta_{12} = \frac{1}{6,8137} = 0,14676.$$

$$\text{СДЗ}_{A(\text{ГОД})} = 10\,000 \cdot 0,2296 + (7010 - 1670) = 7\,636,05.$$

$$\text{СДЗ}_{B(\text{ГОД})} = 16\,000 \cdot 0,14676 + (4500 - 1328 + 627,5) = 6147,71.$$

Определяем СДЗ вариантов за расчетный период $T = 12$ лет:

$$\text{СДЗ}_A = 7\,636,05 \cdot 6,8137 = 52\,029,75 \text{ у. е.}$$

$$\text{СДЗ}_B = 6147,71 \cdot 6,8137 = 41\,888,65 \text{ у. е.}$$

Заключение. Оба метода расчета приводят к тождественному результату. Выбор однозначно следует сделать в пользу варианта В.

Пример 7.6.

Имеется два альтернативных проекта затратного характера, имеющих неодинаковое распределение текущих затрат по годам расчетного периода. Предварительный анализ показал, что в проекте А задействовано более дешевое, но в то же время менее долговечное оборудование, чем в проекте В, причем затраты на энергоресурсы в этом варианте выше. Расчетный период равен сроку службы основного технологического оборудования и составляет 6 лет. Отдельные недолговечные технические средства, задействованные в проекте А, требуют замены через 3 года.

Таблица 7.1.7.

Исходные данные.
Проект А

Показатели	Годы						
	0	1	2	3	4	5	6
Капиталовложения, у. е.	10000			3000			
Текущие издержки, в т. ч.:		6800	7000	7000	7100	7300	7300
Затраты на энергоресурсы		4430	4630	4630	4730	4930	4930
Амортизация		1670	1670	1670	1670	1670	1670
Затраты на ТО и ТР		700	700	700	700	700	700

Проект В

Показатели	Годы						
	0	1	2	3	4	5	6
Капиталовложения, у. е.	14000						
Текущие издержки, в т. ч.:		7200	7400	7500	7600	7600	7700
Затраты на энергоресурсы		3882	4082	4182	4282	4282	4382
Амортизация		2338	2338	2338	2338	2338	2338
Затраты на ТО и ТР		980	980	980	980	980	980

Требуется проанализировать целесообразность приобретения того или иного оборудования, если известно:

- принятая норма дисконта $E = 0,1$;
- расчетный период равен нормативному сроку службы оборудования;

- предприятие освобождено от налога на прибыль;
- налог на имущество в расчетах не учитываем;
- годовая норма амортизации оборудования $H_A = 16,7\%$.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА

1. Определяем число замен оборудования за расчетный период:

$$N_3 = \frac{T}{T_{\text{сл}}} - 1 = \frac{6}{3} - 1 = 1$$

где: T — расчетный период; $T_{\text{сл}}$ — срок службы оборудования, подлежащего замене.

2. Для варианта А определяем капиталовложения, приведенные к началу расчетного периода:

$$K_{H(A)} = K_0 + \frac{K_3}{(1+E)^3},$$

где: K_0 — первоначальные капиталовложения; K_3 — вторичные капиталовложения в частичную замену оборудования.

$$K_{H(A)} = 10\,000 + \frac{3000}{1,1^3} = 12\,254 \text{ у. е.}$$

3. Совокупные дисконтированные затраты при $C_t = \text{var}$ определяются из выражений:

$$\text{СДЗ}_A = \left(K_{HA} + \sum_{i=1}^T \frac{C_{IA} - A_{IA}}{(1+E)^i} \right) =$$

$$= 1254 + \frac{6800 - 1670}{1,1} + \frac{7000 - 1670}{1,1^2} + \frac{7000 - 1670}{1,1^3} + \frac{7100 - 1670}{1,1^4} + \frac{7300 - 1670}{1,1^5} + \frac{7300 - 1670}{1,1^6} = 35\,726 \text{ у. е.}$$

$$\text{СДЗ}_B = \left(K_{HB} + \sum_{i=1}^T \frac{C_{IB} - A_{IB}}{(1+E)^i} \right) =$$

$$= 14\,000 + \frac{7200 - 2338}{1,1} + \frac{7400 - 2338}{1,1^2} + \frac{7500 - 2338}{1,1^3} + \frac{7600 - 2338}{1,1^4} + \frac{7600 - 2338}{1,1^5} + \frac{7700 - 2338}{1,1^6} = 36\,391 \text{ у. е.}$$

Заключение. По показателю СДЗ сравниваемые варианты практически равноценны. В то же время второй проект более предпочтителен в силу технических преимуществ: в нем используется более надежное оборудование и ниже расход энергоресурсов.

С целью выбора оптимального варианта из нескольких ЭСМ второй группы рекомендуется использовать следующие критерии: максимум чистого дисконтированного дохода за расчетный период; максимальный индекс доходности проекта; минимальный срок окупаемости капиталовложений; максимальная внутренняя норма доходности проекта. Следует отметить, что при сравнительном анализе ЭСМ вышепере-

численные критерии эффективности могут привести к противоречивым результатам. В этом случае инвестор должен сам выбрать приоритетный критерий эффективности исходя из сложившейся экономической ситуации.

Пример 7.7.

С целью снижения теплотребления объекта предполагается приобрести регуляторы расхода теплоты. Инвестору предлагается на выбор два альтернативных энергосберегающих проекта. Оборудование в проекте В более дорогое, но в то же время этот проект обеспечивает более значительную экономию топлива.

Таблица 7.1.8.

Исходные данные

Показатели	Обозначение	Варианты ЭСМ	
		А	В
1. Экономия топлива (газ), тыс. м ³	ΔB_H	55,5	111
2. Капиталовложения, у. е.	К	1450	3500
3. Затраты на ремонт, у. е.	Р	148,5	197
4. Цена топлива, у. е./тыс. м ³	C_H	27	27
5. Срок службы технических средств, лет	Т	6	6

Ликвидационная стоимость в расчетах не учитывается. Предприятие освобождено от налога на прибыль и на имущество. Норма дисконта $E = 0,1$.

Требуется выбрать экономически целесообразный вариант.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА

Определяем стоимость сэкономленного топлива:

$$\Theta_{T(A)} = C_H \Delta B_{H1} = 27 \cdot 55,5 = 1\,498,5 \text{ у. е.}$$

$$\Theta_{T(B)} = C_H \Delta B_{H1} = 27 \cdot 111 = 2\,997 \text{ у. е.}$$

Учитывая, что объект освобожден от налога на прибыль, ежегодный доход определяем по формуле:

$$Д = \Theta_T - Р - А + А = \Theta_T - Р.$$

$$Д_A = 1\,498,5 - 148,5 = 1\,350 \text{ у. е.}$$

$$Д_B = 2\,997 - 197 = 2\,800 \text{ у. е.}$$

Определяем критерии эффективности инвестиционных проектов, учитывая, что дисконтирующий множитель при расчетном периоде $T = 6$ лет и норме дисконта $E = 0,1$ составляет $\alpha_6 = 4,355$ года.

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{ЧДД}_1 = 1\,350 \times 4,355 - 1\,450 = 4\,430 \text{ у. е.}$$

$$\text{ЧДД}_2 = 2\,800 \times 4,355 - 3\,500 = 8\,695 \text{ у. е.}$$

Индекс доходности инвестиций:

$$\text{ИД}_1 = \frac{4\,430}{1\,450} + 1 = 4,05; \quad \text{ИД}_2 = \frac{8\,695}{3\,500} + 1 = 3,48$$

Для определения внутренней нормы дохода и динамического срока окупаемости инвестиций находим предельное значение динамического множителя для сравниваемых вариантов. Эта величина равна статическому сроку окупаемости инвестиций и определяется из выражений:

$$\alpha_{\text{ТНР}1} = \frac{K_1}{D_1} = \frac{1450}{1350} = 1,0741 \text{ года.}$$

$$\alpha_{\text{ТНР}2} = \frac{K_2}{D_2} = \frac{3500}{2800} = 1,25 \text{ года.}$$

Используя табличные значения Приложения 7.1, по формулам (7.1.42) и (7.1.45) определяем искомые показатели:

$$\text{ВНД}_1 = 0,9 + (0,95 - 0,9) \frac{1,0909 - 1,0741}{1,0909 - 1,0335} = 0,91,$$

$$\text{ВНД}_2 = 0,75 + (0,80 - 0,75) \frac{1,3068 - 1,25}{1,3068 - 1,2132} = 0,77.$$

$$T_{01} = 1 + (2 - 1) \frac{1,0741 - 0,909}{1,736 - 0,909} = 1,19 \text{ года.}$$

$$T_{02} = 1 + (2 - 1) \frac{1,25 - 0,909}{1,736 - 0,909} = 1,41 \text{ года.}$$

Расчетные значения показателей эффективности вариантов ЭСМ представлены в табл. 7.1.9.

Таблица 7.1.9.

Показатели эффективности вариантов ЭСМ

Показатели	Вариант 1	Вариант 2	Вариант, предпочтительный по данному критерию
1. Капиталовложения, тыс. руб.	1450	3500	1
2. Стоимость сэкономленного топлива, у. е.	1498,5	2997	2
3. Годовой доход, у. е.	1350	2800	2
4. Чистый дисконтир. доход, тыс. руб.	4430	8695	2
8. Индекс доходности инвестиций, отн. ед.	4,05	2,48	1
9. Срок окупаемости, лет	1,19	1,41	1
10. Внутренняя норма дохода, %	91	77	1

Закключение. Оба проекта целесообразны, однако показатели неоднозначно характеризуют их эффективность: по ежегодному доходу и чистому дисконтированному доходу за расчетный период лучше второй проект, а по индексу доходности, сроку окупаемости и внутренней норме дохода — первый. В этом случае инвестор должен принять решение исходя из сложившейся экономической ситуации. В условиях де-

фицита инвестиционных ресурсов следует выбрать первый проект, а в условиях лимитирования топливно-энергетических ресурсов — второй.

В тех случаях, когда сравниваются энергосберегающие проекты с различными сроками службы ТС (t_1, t_2, t_3 и т. д.) в пределах расчетного периода T , ЧДД следует определять по формуле:

$$\text{ЧДД} = D_t \alpha_T - K \frac{\alpha_T}{\alpha_t}, \quad (7.1.56)$$

где: K — первоначальные капиталовложения; α_T, α_t — дисконтирующий множитель, соответственно за расчетный период T и за срок службы t оцениваемых ТС. Следует отметить, что в этой ситуации ориентация на срок окупаемости инвестиций в качестве основного критерия отбора ЭСМ может привести к ошибочным результатам.

Пример 7.8.

Имеются два альтернативных инвестиционных проекта с различными сроками службы. Доходы проектов неизменны по годам расчетного периода ($D_t = \text{const}$). Выбрать целесообразный вариант, если норма дисконта $E = 0,1$, а расчетный период $T = 10$ лет.

Таблица 7.1.10.

Исходные данные

Показатели	Вариант А	Вариант В
Капиталовложения, тыс. у. е.	4000	1900
Доход, тыс. у. е./год	1400	750
Расчетный период, лет	10	10
Срок службы ТС, лет	10	5
Норма дисконта, %	10	10

МЕТОДИКА РАСЧЕТА

В этом случае так же, как и в примере 7.5 с разными сроками службы ТС в проектах затратного характера, можно использовать два метода расчета.

I метод. Определяем ЧДД сравниваемых проектов за расчетный период, учитывая, что дисконтирующий множитель при $T = 10$ лет и $E = 0,1$ равен 6,1446.

$$\text{ЧДД}_A = 1400 \times 6,1446 - 4000 = 4062 \text{ тыс. у. е.}$$

Для того чтобы определить ЧДД для варианта В, необходимо предварительно рассчитать число замен оборудования за расчетный период, поскольку в этом проекте срок службы технических средств меньше, чем горизонт расчета:

$$N_{3(B)} = \frac{10}{5} - 1 = 1,$$

т. е. осуществляется одна замена через 5 лет.

Соответственно, дисконтированные капиталовложения в проекте В:

$$K_{H(B)} = 1900 + \frac{1900}{1,1^5} = 3080 \text{ тыс. у. е.}$$

$$\text{ЧДД}_B = 750 \times 6,1446 - 3080 = 1528 \text{ тыс. у. е.}$$

II метод. Выполним расчет с помощью формулы (7.1.56), учитывая, что дисконтирующий множитель при $T = 5$ лет и $E = 0,1$ равен 3,7908 года:

$$\text{ЧДД}_A = 1400 \times 6,1446 - 4000 \frac{6,1446}{3,7908} = 4062 \text{ тыс. у. е.}$$

$$\text{ЧДД}_B = 750 \times 6,1446 - 1900 \frac{6,1446}{3,7908} = 1528 \text{ тыс. у. е.}$$

Убеждаемся, что результаты расчетов, выполненные двумя разными методами, практически совпадают.

Индекс доходности сравниваемых проектов:

$$\text{ИД}_A = \frac{4062}{4000} + 1 = 2,015. \quad \text{ИД}_B = \frac{1528}{3080} + 1 = 1,5.$$

Статический срок окупаемости:

$$T_{0A}^{(CT)} = \frac{4000}{1400} = 2,86 \text{ года.}$$

$$T_{0B}^{(CT)} = \frac{1900}{750} = 2,53 \text{ года.}$$

Динамический срок окупаемости определяется с помощью Приложения 7.1 при $\alpha_{T(PP1)} = 2,86$ года и $\alpha_{T(PP2)} = 2,53$ года и уточняется по формуле (7.1.45):

$$T_{0A} = 3 + (4 - 3) \frac{2,86 - 2,487}{3,170 - 2,487} = 3,55 \text{ года,}$$

$$T_{0B} = 3 + (4 - 3) \frac{2,53 - 2,487}{2,170 - 2,487} = 3,06 \text{ года.}$$

Результаты расчета представлены в табл. 7.1.11.

Таблица 7.1.11.

Показатели эффективности вариантов ЭСМ

Показатели	Вариант 1	Вариант 2	Вариант, предпочтительный по данному критерию
1. Капиталовложения, тыс. у. е.	4000	1900	2
2. Годовой доход, тыс. у. е.	1400	750	1
3. Чистый дисконтир. доход, тыс. у. е.	4062	1528	1
4. Индекс доходности инвестиций, отн. ед.	2,15	1,5	1
5. Срок окупаемости динамический, лет	3,55	3,06	2
6. Срок окупаемости статический, лет	2,86	2,53	2

Анализ показывает, что проект А, в котором задействованы более долговечные ТС, лучше практически по всем показателям. Однако если ориентироваться на срок окупаемости, предпочтительнее окажется проект В. Поэтому в этой ситуации для объективной оценки сравниваемых вариантов срок окупаемости неприемлем как основной оценочный показатель. Его можно использовать в качестве дополнительного показателя для всесторонней оценки сравниваемых проектов.

Особенности и последовательность расчетов при принятии решения по выбору оптимального варианта ЭСМ приведены в разделе 1.3.3.

1.3.3. Рабочая методика отбора лучшего варианта инвестирования

Предлагаемая рабочая методика отбора лучшего варианта инвестирования по системе вышеперечисленных показателей состоит из последовательных этапов формирования исходных данных, расчета показателей альтернативных проектов и выбора целесообразного варианта. При этом:

1. Каждый альтернативный вариант рассматривается на предмет возможного инвестирования, и те проекты, которые были отобраны инвестором, включаются в конкурс для экономической оценки их привлекательности. Затем по каждому проекту рассчитываются необходимые оценочные показатели. Результаты расчетов сводятся в общую таблицу с целью анализа и принятия окончательного решения. Если все оценочные критерии однозначно свидетельствуют о приоритетности одного из многих проектов, то он признается наиболее целесообразным и принимается к внедрению.
2. Если стоимостные оценочные показатели сравниваемых вариантов (СДЗ, ЧДД) отличаются незначительно (не более чем на 5–6 %), то для выбора оптимального варианта выполняется технико-экономический анализ по комплексу показателей. В качестве таких показателей могут служить: технические характеристики (потребляемые энергоресурсы, качество регулирования, безотказность, долговечность); удобство в эксплуатации; комплектность; возможности дальнейшей модернизации; фирма (страна) — производитель оборудования, сроки монтажа; наличие и уровень сервисных служб, уровень квалификации обслуживающего персонала; стоимость обслуживания.
3. На практике может сложиться ситуация, когда каждый вариант будет по-своему привлекателен для инвестора (например, по ЧДД будет лучшим вариант 1, по ИД — вариант 2, а по сроку окупаемости инвестиций — вариант 3). В таких случаях действует условие предварительного выявления самим инвестором принципиального приоритетного критерия, по которому принимается решение.

Выбор критерия зависит от многих факторов (ограничений по сроку окупаемости проекта, наличия риска и др.) и предопределяется особенностями реальной ситуации. При этом необходимо учитывать следующее:

а) если стоимостные (ЧДД) и удельные (ИД, ВНД) критерии противоречат друг другу, целесообразнее ориентироваться на удельные показатели, поскольку они отражают эффективность единицы инвестиций. Кроме того, в условиях ограниченности инвестиционных ресурсов (что характерно для нашей экономики) эти критерии позволяют предприятию подобрать наиболее эффективный портфель инвестиционных проектов;

б) капиталовложения целесообразны при условии, что срок окупаемости не превышает задаваемую величину. Если инвестором в качестве приоритетного критерия принимается срок окупаемости, то выбирается проект с $T_0 \rightarrow \min$. Однако этот показатель имеет существенные недостатки, поскольку он не учитывает сроки службы оцениваемого оборудования и доход, получаемый за период эксплуатации объекта. Кроме того, следует учесть, что проект, удовлетворяющий по статическому сроку окупаемости, может оказаться неприемлемым по динамическому сроку окупаемости, основанному на дисконтных оценках. Динамический срок окупаемости всегда больше статического, причем он увеличивается с ростом процентной ставки E . Динамический срок окупаемости, в отличие от статического, учитывает стоимость капитала и отражает реальный период окупаемости.

4. Ориентация на срок окупаемости при сравнительной оценке альтернативных проектов с различными сроками службы ТС может привести к ошибочным результатам. Поэтому применение этого показателя должно ограничиваться следующими условиями:

- одинаковый срок службы сопоставляемого оборудования;
- сопоставляемые проекты предполагают разовое вложение первоначальных инвестиций.

1.4. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗАМЕНЫ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

Инвестиционная политика хозяйствующих субъектов может предусматривать повышение их эффективности не только за счет внедрения принципиально новых проектов, но и за счет модернизации существующих объектов. Подобные проекты предполагают замену действующего оборудования (конструкций, материалов) на новое, имеющее более прогрессивные характеристики и благодаря этому обеспечивающее до-

полнительную прибыль. Так, например, проводимая в современных условиях термореновация зданий требует замены морально устаревших конструкций и материалов на более совершенные аналоги.

При этом возможны две производственные ситуации.

Ситуация А. Старое оборудование конкурентоспособно и выпускается промышленностью.

Ситуация В. Старое оборудование снято с производства.

Рассмотрим методику расчета целесообразности приобретения новых технических средств (конструкций, материалов) взамен старых применительно к данным производственным ситуациям.

1.4.1. Ситуация А. Старое оборудование конкурентоспособно и выпускается промышленностью

Для энергосберегающих проектов, нацеленных на снижение текущих издержек предприятий и организаций, целесообразность замены действующего оборудования определяется по показателям совокупных дисконтированных затрат.

В качестве базового варианта принимается старое оборудование, при этом по истечении срока его службы предполагается его замена идентичным. В проектируемом варианте предусматривается замена старого оборудования новым (усовершенствованным). Для сопоставимости сравниваемых вариантов предполагается, что объект, на котором реализуются проекты, функционирует постоянно, т. е. каждый из анализируемых проектов может быть реализован неограниченное число раз ($n \rightarrow \infty$). Такой прием позволяет учесть различия в продолжительности сравниваемых проектов. В этом случае при $n \rightarrow \infty$ число слагаемых в формуле расчета СДЗ (t, n) будет стремиться к бесконечности, а значение СДЗ (t, ∞) может быть найдено по известной формуле для бесконечно убывающей геометрической прогрессии:

$$\text{СДЗ}(t, \infty) = \text{СДЗ}(t) \frac{(1+E)^t}{(1+E)^t - 1}. \quad (7.1.57)$$

При непостоянных ежегодных издержках совокупные дисконтированные затраты старого (1) и нового (2) проектов определяются из выражений:

$$\begin{aligned} \text{СДЗ}_1 = & \sum_{t=1}^{T_1-T_2} \frac{C_{1t} \cdot A_{1t} + \text{НИ}_{1t}}{(1+E)^t} + \\ & + \left(\sum_{t=1}^{T_1} \frac{C_{1t} \cdot A_{1t} + \text{НИ}_{1t}}{(1+E)^t} + K_1 \right) \frac{(1+E)^{T_1}}{(1+E)^{T_1} - 1}, \end{aligned} \quad (7.1.58)$$

$$\text{СДЗ}_2 = \left(\sum_{t=1}^{T_2} \frac{C_{2t} - A_{2t} + \text{НИ}_{2t} + \Delta \text{НИ}_t}{(1+E)^t} + K_2 \right) \times \frac{(1+E)^{T_2}}{(1+E)^{T_2} - 1} - \text{Ц}_{\text{ПР}}. \quad (7.1.59)$$

В выражениях (7.1.58) и (7.1.59): C_{1t} , C_{2t} — ежегодные издержки старого и нового проекта; A_{1t} , A_{2t} — годовые амортизационные отчисления по старым и новым основным средствам; K_1 — балансовая восстановительная стоимость старого оборудования; K_2 — капиталовложения в новый проект; $\text{Ц}_{\text{ПР}}$ — цена реализации старого оборудования после налогообложения (учитывается в том случае, когда имеется реальная возможность продажи старого оборудования); T_1 , T_2 — нормативные сроки службы старого и нового оборудования, лет; T_3 — срок функционирования старого оборудования до его замены, лет; $(T_1 - T_3)$ — отрезок времени, охватывающий период, начиная с момента предполагаемой замены и до окончания нормативного срока службы старых ТС.

Если ежегодные издержки постоянны ($C_t = \text{const}$), совокупные дисконтированные затраты старого (1) и нового (2) проектов определяются по упрощенной методике:

$$\text{СДЗ}_1 = (C_1 - A_1 + \text{НИ}_1) \alpha_{(T_1 - T_3)} + [(C_1 - A_1 + \text{НИ}_1) \alpha_{T_1} + K_1] \frac{(1+E)^{T_3}}{(1+E)^{T_1} - 1}, \quad (7.1.60)$$

$$\text{СДЗ}_2 = [(C_2 - A_2 + \text{НИ}_2 + \Delta \text{НП}) \alpha_{T_2} + K_2] \times \frac{(1+E)^{T_2}}{(1+E)^{T_2} - 1} - \text{Ц}_{\text{ПР}}. \quad (7.1.61)$$

Замена целесообразна при соблюдении условия:

$$\text{СДЗ}_2 < \text{СДЗ}_1. \quad (7.1.62)$$

Определяем показатели эффективности нового варианта.

Экономия текущих затрат, прирост чистой прибыли и годовой доход при замене старого оборудования новым рассчитываются по формулам (7.1.15), (7.1.23), (7.1.24) и (7.1.26).

Чистый дисконтированный доход проекта за срок службы ТС нового проекта определяется из выражения:

$$\text{ЧДД} = \text{Д}_{\alpha T} - (K_2 - \text{Ц}_{\text{ПР}}). \quad (7.1.63)$$

Индекс доходности проекта:

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{K_2 - \text{Ц}_{\text{ПР}}} + 1. \quad (7.1.64)$$

Срок окупаемости нового проекта определяется по приросту ежегодного дохода от сокращения текущих затрат из уравнения, решаемого относительно T_0 :

$$\sum_{t=1}^{T_0} \frac{D_{2t} - D_{1t}}{(1+E)^t} - (K_2 - \text{Ц}_{\text{ПР}}) = 0. \quad (7.1.65)$$

Методика расчета срока окупаемости изложена в разделе 1.2.2.

Пример 7.9.

На предприятии предусматривается замена действующей вентиляционной установки на вентустановку с утилизатором теплоты. Исходные данные приведены в табл. 7.1.12.

Налог на имущество незначителен и в расчетах не учитывается.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА

1. Расчет совокупных дисконтированных затрат в базовом варианте.

1.1. Текущие издержки в базовом варианте, в расчете на год (при существующем оборудовании).

Затраты на тепловую энергию:

$$T_1 = 0,02 \cdot 316\,720 = 6\,334,4 \text{ у. е.}$$

Затраты на электроэнергию:

$$\Xi_1 = 0,034 \cdot 28\,704 = 975,9 \text{ у. е.}$$

Амортизационные отчисления:

$$A_1 = 0,01 \cdot 11,1 \cdot 10\,320 = 1\,145,5 \text{ у. е.}$$

Затраты на ТО и ТР оборудования принимаем по условию:

$$P_1 = 722,4 \text{ у. е.}$$

Годовые издержки базового варианта:

$$C_1 = 6334,4 + 975,9 + 1145,5 + 722,4 = 9178,3 \text{ у. е.}$$

1.2. Определяем дисконтирующий множитель при $T - T_3$ и при T :

$$\alpha_{(T_1 - T_2)} = 2,4869 \text{ лет: } \alpha_{T_1} = 5,759 \text{ года.}$$

1.3. По формуле (7.1.60) определяем совокупные дисконтированные затраты для базового варианта при расчетном периоде $T = \infty$:

$$\text{СДЗ}_1 = (9178,3 - 1145,5) 2,4869 + [(9178,3 - 1145,5) 5,759 + 10\,320] \frac{1,1^6}{1,1^9 - 1} = 93\,807 \text{ у. е.}$$

2. Расчет совокупных дисконтированных затрат в новом варианте.

2.1. Текущие издержки в новом варианте, в расчете на год (при применении энергосберегающего оборудования).

Затраты на тепловую энергию:

$$T_2 = 0,02 \cdot 98\,183 = 1963,7 \text{ у. е.}$$

Затраты на электроэнергию:

$$\Xi_2 = 0,034 \cdot 34\,944 = 1188 \text{ у. е.}$$

Исходные данные

Показатели	Обозначение	Существующее оборудование ПВ-2678	Предлагаемое оборудование Х-266А
1. Потребляемые энергоресурсы, т у. т.,	B_y	57,42	25,35
в том числе:			
– тепловая энергия, кВт · ч	Q	316 720	98 183
– электроэнергия, кВт · ч	W	28 704	34 944
2. Капиталовложения в новое оборудование, у. е.	K_2	х	14 280
3. Балансовая стоимость действующего оборудования, у. е.	K_1	10 320	х
4. Цена реализации старого оборудования при замене (за вычетом) налога, у. е.	$C_{\text{ПР}}$	2000	
4. Срок службы оборудования, лет	T	9	9
5. Время эксплуатации действующего оборудования до замены, лет	T_3	6	х
6. Норма амортизации, %	H_A	11,1	11,1
7. Затраты на ТО и ТР, у. е.	P	722,4	999,6
8. Цена тепловой энергии для предприятия, у. е./кВт · ч	C_Q	0.02	0.02
9. Тариф на электроэнергию, у. е./кВт · ч	C_W	0.034	0.034
10. Ставка налога на прибыль, %	$C_{\text{НП}}$	25	25
11. Норма дисконта, %	E	10	10

Амортизационные отчисления:

$$A_2 = 0,01 \cdot 11,1 \cdot 14280 = 1585 \text{ у. е.}$$

Затраты на ТО и ТР оборудования принимаем по условию:

$$P_2 = 999,6 \text{ у. е.}$$

Годовые издержки нового варианта:

$$C_2 = 1963,7 + 1188 + 1585 + 999,6 = 5736,3 \text{ у. е.}$$

2.2 Определяем увеличение налога на прибыль в новом варианте:

$$\begin{aligned} \Delta \text{НП} &= (C_1 - C_2) \cdot 0,25 = \\ &= (9178,3 - 5736,3) \cdot 0,25 = 860,5 \text{ у. е.} \end{aligned}$$

2.3. Поскольку в нашем примере $T_1 = T_2$, дисконтирующий множитель при T_2 :

$$\alpha_{T_1} = \alpha_{T_2} = 5,759 \text{ года.}$$

2.4. По формуле (7.1.59) определяем совокупные дисконтированные затраты для нового варианта при расчетном периоде $T = \infty$:

$$\begin{aligned} \text{СДЗ}_2 &= [(5736,3 - 1585 + 860,5) \cdot 5,759 + 14\,280] \times \\ &\times \frac{1,1^9}{1,1^9 - 1} - 2000 = 72\,699 \text{ у. е.} \end{aligned}$$

Заключение: Поскольку $\text{СДЗ}_1 > \text{СДЗ}_2$, замена старого оборудования эффективна.

3. Определяем показатели эффективности нового варианта.

3.1. Прирост чистой прибыли:

$$\begin{aligned} \text{ЧП} &= (C_1 - C_2) - \Delta \text{НП} = \\ &= 9178,3 - 5736,3 - 860,5 = 2581,5 \text{ у. е.} \end{aligned}$$

3.2. Годовой доход:

$$\begin{aligned} D &= \text{ЧП} + (A_2 - A_1) = \\ &= 2581,5 + (1585 - 1145,5) = 3021 \text{ у. е.} \end{aligned}$$

3.3. Чистый дисконтированный доход проекта за срок службы ТС (9 лет) определяется из выражения:

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} &= D \cdot \alpha_T - (K_2 - C_{\text{ПР}}) = \\ &= 3021 \cdot 5,759 - (14\,280 - 2000) = 5117,9 \text{ у. е.} \end{aligned}$$

3.4. Индекс доходности проекта:

$$\text{ИД} = \frac{5117,9}{14280 - 2000} + 1 = 1,42.$$

3.5. Для расчета срока окупаемости капиталовложений определяем предельное значение дисконтирующего множителя:

$$\alpha_{T(\text{ПР})} = \frac{K}{D} \cdot C_{\text{ПР}} = \frac{14280 - 2000}{3021} = 4,06.$$

Из Приложения, применив метод линейной интерполяции, находим значение срока окупаемости инвестиций: $T_0 = 5,5$ года.

1.4.2. Ситуация Б.

Старое оборудование снято с производства

Предполагается замена снятого с производства оборудования на более совершенный аналог. В этой ситуации действие старого проекта в момент замены прекращается. Если существует возможность реализации старого оборудования, то выручка от его реализации используется для финансирования приобретения нового оборудования и потребность в инвестициях в новом варианте составит:

$$K_H = K_2 - Ц_{пр}. \quad (7.1.66)$$

Пример 7.10.

В производственном процессе задействовано морально устаревшее энергоемкое оборудование, которое в настоящее время не выпускается промышленностью. При модернизации производства морально устаревшее оборудование предполагается заменить современным, обеспечивающим существенное снижение энергозатрат.

Требуется рассчитать эффективность замены действующего оборудования на более прогрессивное и сделать вывод об эффективности проекта для случаев:

а) заменяемое оборудование не может быть использовано на предприятии и не подлежит продаже;

б) заменяемое оборудование в дальнейшем использоваться не будет, но может быть немедленно реализовано по остаточной стоимости.

Исходные данные

Балансовая стоимость заменяемого оборудования

$$C_{об1} = 21 \text{ тыс. у. е.}$$

Стоимость приобретения нового оборудования

$$C_{об2} = 27 \text{ тыс. у. е.}$$

Коэффициент, учитывающий затраты на монтаж оборудования

$$k_m = 0,12.$$

Годовые текущие издержки:

до замены оборудования

$$C_1 = 22 \text{ тыс. у. е.},$$

после замены

$$C_2 = 16 \text{ тыс. у. е.}$$

Норма амортизации оборудования

$$p_A = 14,3 \text{ \%}.$$

Срок эксплуатации старого оборудования до замены

$$T_3 = 3 \text{ года};$$

Предприятие платит налог на прибыль по ставке

$$c_{нп} = 25 \text{ \%}.$$

Норма дисконта $E = 0,1$.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА

1. Определяем капиталовложения в новое оборудование:

$$K_{нов} = C_{об2} (1 + k_m),$$

где: $C_{об2}$ — стоимость приобретения нового оборудования; k_m — коэффициент, учитывающий затраты на монтаж оборудования.

$$K_{нов} = 27 \times 1,12 = 30,24 \text{ тыс. у. е.}$$

2. Определяем экономию текущих издержек:

$$\Delta C = C_1 - C_2 = 22 - 16 = 6 \text{ тыс. у. е.}$$

3. Определяем прирост чистой прибыли:

$$\begin{aligned} ЧП &= (C_1 - C_2)(1 - c_{нп}/100) = \\ &= 6 \times (1 - 0,25) = 4,5 \text{ тыс. у. е.} \end{aligned}$$

4. Определяем амортизационные отчисления по сравниваемым вариантам:

$$A_1 = \frac{p_A}{100} C_{об1} = \frac{14,3}{100} 21 = 3,0 \text{ тыс. у. е.}$$

$$A_2 = \frac{p_A}{100} K_{нов} = \frac{14,3}{100} 30,24 = 4,32 \text{ тыс. у. е.}$$

5. Определяем годовой доход от инвестиций:

$$\begin{aligned} D_t &= ЧП + (A_2 - A_1) = \\ &= 4,5 + (4,32 - 3,0) = 5,82 \text{ тыс. у. е.} \end{aligned}$$

ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАМЕНЫ ОБОРУДОВАНИЯ

Расчет эффективности проекта проводим при расчетном периоде, равном сроку службы нового оборудования, т. е. $T = 7$ лет; дисконтирующий множитель при $T = 7$ лет и $E = 0,1$ составит 4,868 года (Приложение 7.1).

Случай «А».

1. Определяем чистый дисконтированный доход по формуле:

$$\begin{aligned} ЧДД &= D_t \alpha_T - K_{нов} = \\ &= 5,82 \cdot 4,868 - 30,24 = -1,9 \text{ тыс. у. е.} \end{aligned}$$

Так как $ЧДД < 0$, приобретение нового оборудования без продажи старого нецелесообразно.

Случай «Б».

Так как $ЧДД < 0$, приступаем ко второй части расчета. Необходимо ответить на вопрос, можно ли рекомендовать данный проект к внедрению при условии, что старое оборудование реализуется по остаточной стоимости?

1. Определяем цену реализации старого оборудования, которая по условию равна его остаточной стоимости:

$$\begin{aligned} Ц_p &= C_{об1} \left(1 - \frac{p_A}{100} T_3\right) = 21 \left(1 - \frac{14,3}{100} 3\right) = 12 \text{ тыс.} \\ &\text{у. е.,} \end{aligned}$$

где: T_3 — срок эксплуатации старого оборудования до замены.

2. Капиталовложения в модернизацию определяем из выражения:

$$K_2 = K_{\text{нов}} - Ц_p \left(1 - \frac{c_{\text{ин}}}{100} \right) =$$

$$= 30,24 - 12 (1 - 0,25) = 21,24 \text{ тыс. у. е.}$$

3. Определяем чистый дисконтированный доход:

$$ЧДД = D_1 \alpha_T - K_2 = 5,82 \times 4,868 - 21,24 = 7,1 \text{ тыс. у. е.}$$

4. Индекс доходности проекта:

$$ИД = \frac{7,1}{21,24} + 1 = 1,33.$$

5. Динамический срок окупаемости находим исходя из предельной величины динамического множителя:

$$\alpha_{T(\text{ПР})} = \frac{21,24}{5,82} = 3,65 \text{ года.}$$

По данным Приложения, используя формулу (7.1.45), находим уточненное значение срока окупаемости:

$$T_0 = 4 + (5 - 4) \frac{3,65 - 3,17}{3,79 - 3,17} = 4,77 \text{ года.}$$

Заключение. Замена старого оборудования эффективна в том случае, если оно продается по остаточной стоимости. Однако срок окупаемости капиталовложений в проект достаточно высок; если полученное значение T_0 превышает установленную пороговую величину этого показателя, от проекта следует отказаться.

1.5. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТОВ, РЕАЛИЗУЕМЫХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЛИЦЕНЗИЙ, НОУ-ХАУ, ПАТЕНТОВ

Использование предприятиями передовых научно-технических достижений (инноваций) в области энерго- и ресурсосбережения позволяет существенно повысить эффективность их деятельности. Ниже рассмотрим ряд вопросов, связанных с использованием инноваций.

В международном кодексе поведения в области передачи технологий, разработанном Конференцией ООН по торговле и развитию (ЮНКТАД), определены виды сделок и правила, регулирующие порядок передачи технологий и различных технологических новшеств:

1. Передача, продажа или предоставление по лицензии всех форм промышленной собственности, запатентованных лицензиаром.

2. Предоставление ноу-хау и технологического опыта (незапатентованные новшества).

3. Предоставление технологических знаний, необходимых для монтажа и использования машин и оборудования.

4. Промышленное и технологическое сотрудничество по содержанию машин и оборудования.

5. Оказание инжиниринговых услуг: расчет технико-экономического обоснования проектов, консультации, технический надзор и т. п.

6. Передача технологии по производственной и научной кооперации.

7. Передача технологии на основе инвестиционного сотрудничества: продажа техники и технологии, надзор, обучение специалистов.

Лицензия — это разрешение на передачу физическими или юридическими лицами (лицензиарами) принадлежащих им прав на использование изобретения, промышленного образца другим физическим или юридическим лицам (лицензиатам).

В большинстве зарубежных стран изобретения являются собственностью разработавших их лиц и организаций. Охрана собственности на изобретения осуществляется патентами — официальными документами, подтверждающими монопольное право изобретателя или его правопреемника на владение, использование и распоряжение изобретением на определенной территории в течение установленного времени.

Наряду с лицензиями большим спросом на рынке пользуются ноу-хау, предоставляющие знания и опыт, способы и навыки в проектировании, строительстве, экономике, управлении и т. п.

Передача лицензий осуществляется на основе подписания лицензионных соглашений (договоров, контрактов), которые обычно наряду с ноу-хау включают обязательства лицензиара оказывать помощь лицензиату во внедрении новшеств.

Лицензионные соглашения оплачиваются в следующих формах:

а) единовременный предварительный платеж заранее согласованной цены лицензии;

б) постепенная выплата вознаграждений частичными платежами пропорционально согласованным расценкам;

в) платежи в смешанной форме, предполагающей применение нескольких способов.

Предварительные платежи выплачиваются лицензиару до получения доходов лицензиатом. Они могут быть выплачены сразу или частичными платежами за короткий период времени и предполагают сравнительно точное определение цены лицензии. Текущие платежи выплачиваются из прибыли лицензиата в течение длительного времени по условиям контракта.

Указанные разновидности оплаты имеют ряд особенностей. При предварительной оплате труднее сохранить заинтересованность лицензиара в предприятии лицензиата, так как он не разделяет риск лицензиата и не рискует своим доходом. При текущих платежах доход лицензиара носит определенный характер. Если лицензиар не соблюдает договорных обязательств, выплаты ему могут быть прекращены; кроме того, условиями контракта можно предусмотреть

реть перевод текущих платежей в единовременные. На практике в большинстве случаев применяют текущие платежи, а также сочетание текущей и единовременной оплаты.

Цена лицензии зависит от ее исключительности (возможности передачи другим лицам), степени подготовленности к практическому использованию, срока действия соглашения о передаче лицензии, участия лицензиара в предприятии лицензиата, прав лицензиата на будущие патенты лицензиата в сфере применения лицензии и т. п.

Цену лицензий по возможности следует определять на основе показателя чистого дисконтированного дохода лицензиата. Предварительная цена лицензии выражает сумму платежей лицензиару из прибыли лицензиата за расчетный период. При этом цена лицензии определяется в виде передаваемой лицензиару доли эффекта или прибыли. Так, если чистый дисконтированный доход лицензиата за расчетный период составит 3 млн руб., это и будет предельной ценой лицензии. Если лицензия продана за 2 млн руб., то эффект лицензиата составляет 1 (3–2) млн руб.

Цена лицензии и форма оплаты определяются по условиям контракта. При сочетании предварительных и постоянных текущих платежей цена лицензии может быть определена по упрощенной формуле:

$$C_{\text{л}} = \Pi_{\text{пр}} + \frac{\Pi_{\text{тек}} \alpha_T}{(1 + E_{\text{л}})^T}, \quad (7.1.67)$$

где: $\Pi_{\text{пр}}$ — предварительный платеж в начале расчетного периода при $t = 0$; $\Pi_{\text{тек}}$ — постоянные годовые текущие платежи за период получения прибыли лицензиатом; T — период выплаты текущих платежей, лет; T_1 — время от начала расчетного периода до того момента, когда лицензия начинает приносить прибыль, лет; $E_{\text{л}}$ — процентная ставка по деловым операциям лицензирования (процентная ставка по текущим платежам).

Формула (7.1.67) может применяться и при отсутствии предварительной выплаты. В данном случае цена лицензии определяется исходя из процентной ставки по деловым операциям лицензирования, которая устанавливается по соглашению сторон или директивными органами и может отличаться от нормы дисконта, принятой лицензиатом.

Проанализируем выгодность приобретения лицензии на конкретном примере.

Пример 7.11.

Инвестиции в проект без стоимости лицензии — 4000 тыс. руб. Проект обеспечивает постоянный годовой доход 1300 тыс. руб. в течение семи лет. Ликвидационная стоимость активов в конце расчетного периода — 400 тыс. руб. Принятая лицензиатом процентная ставка — 0,16. Процентная ставка по деловым операциям лицензирования — 0,12. Проект финансируется за счет собственных средств лицензиата.

Требуется определить предельную цену лицензии, размер ежегодных выплат лицензиару и эффект лицензиата.

Чистый дисконтированный доход проекта при условии бесплатной передачи лицензии определяется по формуле:

$$\text{ЧДД} = D_t \alpha_T + \frac{L}{(1 + E)^T} - K, \quad (7.1.68)$$

где: α_T — динамический множитель, определяемый при $T = 7$ лет и $E = 0,16$.

Таким образом,

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} &= 1300 \cdot 4,0386 + \frac{400}{(1 + 0,16)^7} - 4000 = \\ &= 1392 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Чистый дисконтированный доход используется для определения верхнего предела капиталовложений и цены лицензии. Сумма капиталовложений и цены лицензии не должна превышать 5392 (4000+1392) тыс. руб. В случае более высокой цены доходность капиталовложений будет ниже 16 %, и проект становится невыгодным.

Лицензиар по условиям достигнутого соглашения о передаче лицензии получает 26 % от ЧДД, что составляет 362 (0,26 × 1392) тыс. руб. Платежи выплачиваются ежегодно равными частями в течение семи лет с учетом процентной ставки по деловым операциям лицензирования ($E_{\text{л}} = 0,12$).

Ежегодная выплата лицензиару определяется по формуле:

$$\Pi_{\text{л}} = \frac{C_{\text{л}}}{\alpha_{\text{тл}}} = \frac{362}{4,5641} = 79,3 \text{ тыс. руб.}$$

где: $C_{\text{л}}$ — цена лицензии (362 тыс. руб.); $\alpha_{\text{тл}}$ — дисконтирующий множитель, определяемый при $E_{\text{л}} = 0,12$ и $T = 7$ лет.

Чистый дисконтированный доход лицензиата с учетом текущих выплат за лицензию определяется по формуле:

$$\begin{aligned} \text{Э}_{\text{лт}} &= (D_t - \Pi_{\text{л}}) \alpha_T + \frac{L}{(1 + E)^T} - K = \\ &= (1300 - 79,3) 4,0388 + \frac{400}{(1 + 0,16)^7} - 4000 = \\ &= 1072 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

ЧДД лицензиата за счет текущих выплат за лицензию уменьшается на 320 тыс. руб. (1392–1072). Следует обратить внимание на несовпадение процентных ставок E и $E_{\text{л}}$ ($E > E_{\text{л}}$). По этой причине уменьшение ЧДД лицензиата составляет 320 тыс. руб., что отличается от цены лицензии, равной 362 тыс. руб. При оплате лицензии в начале расчетного периода эффект инвестора составит 1030 (1392 – 362) тыс. руб. По условиям данного примера лицензиату более выгодны текущие платежи. По сравнению с предварительными,

т. е. с оплатой в начале периода, они позволяют получить дополнительный эффект 42 (362 – 320) тыс. руб. Таким образом, при $E > E_{\text{л}}$ лицензиату выгодно переносить оплату лицензии на более поздний срок, а при $E < E_{\text{л}}$ — на более ранний.

Платежи могут быть осуществлены за период, меньший срока инвестиционного проекта. Соответствующий пример приведен ниже.

Пример 7.12.

Осуществление проекта с использованием лицензии обеспечивает получение дохода лицензиатом в течение 12 лет. ЧДД за этот период равняется 5 млн руб. при условии бесплатной передачи лицензии. Лицензия продается за 2 млн руб. Предварительный платеж составляет 0,3 млн руб. Остальные 1,7 (2,0 – 0,3) млн руб. по условиям соглашения должны быть выплачены в течение восьми лет равными ежегодными платежами с учетом процентов. Ставка по текущим платежам равна 10 %. Срок первого текущего платежа наступает через год после предварительного, т. е. в начале второго года.

Величина текущего платежа определяется по формуле:

$$P_{\text{ТЕК}} = \frac{(C_{\text{л}} - P_{\text{пр}})(1 + E_{\text{л}})}{\alpha_{\text{ТЛ}}}, \quad (7.1.69)$$

что по условиям нашего примера составит:

$$P_{\text{ТЕК}} = \frac{(2 - 0,3)(1 + 0,1)^1}{5,3349} = 350,52 \text{ тыс. руб.}$$

Коэффициент $\alpha_{\text{ТЛ}}$ определяется по Приложению при ставке $E_{\text{л}} = 10 \%$ и сроке 8 лет.

Практически во многих случаях лицензиар разделяет риск лицензиата, и текущие платежи определяются применительно к прибыли лицензиата. При увеличении или уменьшении прибыли выплаты лицензиару, соответственно, увеличиваются или уменьшаются.

1.6. НАЦИОНАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПРОЕКТОВ

1.6.1. Содержание национальной оценки проектов

Для анализа проектов, как правило, достаточно только их коммерческой оценки на уровне предприятия. Предполагается, что проекты, выгодные для предприятия, будут выгодны и для страны. Вместе с тем в ряде случаев необходима национальная оценка, не ограниченная интересами непосредственных участников проекта. В частности, может требоваться проверка полезности проектов с позиции национальных интересов, отбор проектов, исходя из их национальной эффективности, анализ необходимости предоставле-

ния льгот. Использование дифференцированных тарифов в энергетике вызывает несопоставимость оценок проектов энергосбережения. Мероприятия, обеспечивающие большую экономию энергии в натуральном выражении, могут представляться менее выгодными вследствие низких электротарифов. Для сопоставимости мероприятий требуется национальная оценка.

Обобщающим показателем национальной оценки проектов является валовой внутренний продукт (ВВП). В предлагаемой методике он рассчитывается производственным методом. Эффект проекта определяется путем сопоставления местных (внутренних) капиталовложений и местного дохода, которые учитывают схему финансирования проекта, распределение ВВП и другие факторы. Расчет выполняется на основе методологии «Системы национальных счетов». На уровне предприятия используется показатель добавленной стоимости.

Для точности и удобства экономических расчетов в предлагаемой методике учтен ряд специфических факторов, а также сделаны корректные упрощения. Учитываются схема финансирования проекта, распределение инвестиционного заказа и другие специфические факторы.

Создаваемый в результате проекта валовой внутренний продукт делится между местными предприятиями (прибыль), работниками (зарплата), бюджетом (налоги) и «заграницей» (платежи по иностранному кредиту, прибыль и зарплата иностранцев, лицензионные платежи и т. д.).

В соответствии с методическими положениями «Системы национальных счетов» ВВП рассчитывается как сумма добавленных стоимостей по отраслям с прибавлением сальдо налогов на продукты и импорт и вычитанием косвенно измеряемых услуг финансовых посредников. Добавленная стоимость определяется как разность выпуска в ценах производителей и промежуточного потребления.

В предлагаемой методике национальной оценки проектов, исходя из приемлемой точности и удобства расчетов, допускаются некоторые упрощения. В частности, ВВП определяется как разность выручки от реализации и материальных затрат. В производственной сфере материальные затраты составляют 90–97 % промежуточного потребления. Косвенно измеряемые услуги финансовых посредников составляют 2 % от ВВП, и ими можно пренебречь. В то же время методика учитывает схему финансирования проекта, распределение ВВП и другие существенные факторы.

Допускаемые упрощения методики не вызывают существенных погрешностей анализа проектов и нижеприведенные формулы в целом соответствуют концепции «Системы национальных счетов». Формулы предназначены для национальной оценки проектов показателем абсолютной эффективности капиталовложений. Национальная оценка эффективности замесны техники и оценка эффективности при сравнении проектов выполняются аналогично.

1.6.2. Расчет обобщающего показателя национальной оценки проектов

Чистый дисконтированный доход с позиции национальной экономики (ЧДД_М) определяется по формуле:

$$\text{ЧДД}_M = \sum (DM_t - KM_t) / (1 + EM)^t, \quad (7.1.70)$$

где: DM_t — местный доход в год t , руб.; KM_t — местные капиталовложения в год t , руб.; EM — социальная (общественная) ставка дисконтирования в десятичных дробях; T — длительность расчетного периода, лет; t — текущий год расчетного периода.

Местный доход (DM_t) в год t в общем случае определяется по формуле:

$$DM_t = BPt - MZt - ПНt + ПДt, \quad (7.1.71)$$

где: BPt — полезный результат (экономия энергии, экономия топлива и т. д.) на предприятии, реализующем проект, руб.; MZt — местные материальные затраты на предприятии, реализующем проект, руб.; $ПНt$ — платежи «за границу», руб.; $ПДt$ — прочие доходы и расходы, руб.

Содержание полезного результата определяется исходя из цели проекта, например, снижение расхода ресурсов, экономия энергии, охрана здоровья населения, и должно соответствовать методологии определения ВВП. Так, экономия электроэнергии определяется исходя из цен оптового рынка электроэнергии. Результат замещения импорта топлива может рассчитываться исходя из цен импорта за вычетом таможенных и других платежей «на границе».

Вычитание из полезного результата местных материальных затрат соответствует расчету ВВП производственным методом. Данный показатель отражает итог операционной деятельности по проекту без учета платежей «за границу» и прочих доходов и расходов. Валовой внутренний продукт делится между местными предприятиями (прибыль), работниками (зарплата), бюджетом (налоги) и «заграницей» (платежи по иностранному кредиту, лизингу, прибыль и зарплата иностранцев и т. д.).

Прочие доходы и расходы отражают дополнительные результаты проекта. В частности, можно учесть эффект (доход) в сфере использования нового теплоизоляционного материала, выпускаемого по проекту. К прочим доходам и расходам относятся также положительные экологические эффекты в стоимостном выражении, расходы и потери вследствие загрязнения окружающей среды и др.

Местные материальные затраты

Местные материальные затраты на предприятии, реализующем проект, определяются по формуле:

$$MZt = MPt - (MPt - IMt) УД_{Mt}, \quad (7.1.72)$$

где: MPt — материальные затраты (часть себестоимости) на предприятии, реализующем проект, руб.; IMt — импортная составляющая в себестоимости продуктов (импорт материалов, комплектующих и т. п.), руб.; $УД_{Mt}$ — удельный вес добавленной стоимости в цене продукции местных предприятий-поставщиков, руб.

Местные капиталовложения

Местные капиталовложения (KM_t) в год T определяются по формуле:

$$KM_t = \Phi t - ДС_{Kt} - ПВt, \quad (7.1.73)$$

где: Φt — внутреннее финансирование, руб.; $ДС_{Kt}$ — добавленная стоимость, создаваемая местными предприятиями за счет инвестиционного заказа, руб.; $ПВt$ — приобретение внеоборотных активов у местных субъектов хозяйствования, руб.

Инвестиции финансируются за счет внутренних и внешних источников. Внешние источники представляют иностранные кредиты, лизинг, вложения собственных средств иностранных инвесторов. Внутренние источники представляют любые схемы финансирования за счет собственных (местных) ресурсов.

Инвестиционный заказ финансируется из внешних и внутренних источников и размещается «за границей» и/или на местных предприятиях. За счет инвестиционного заказа местным предприятиям создаются новые внеоборотные активы, приобретаются внеоборотные активы у местных предприятий, выполняются прочие работы, связанные с капиталовложениями.

Добавленная стоимость, создаваемая местными предприятиями за счет инвестиционного заказа, представляет положительный результат проекта. Удельный вес добавленной стоимости в среднем по отраслям составляет примерно 35–45 % отпускной цены с НДС. При большом объеме внешнего финансирования инвестиционного заказа добавленная стоимость может превышать внутреннее финансирование. В результате получается местный эффект за счет заказа местным предприятиям.

Приобретение внеоборотных активов у местных субъектов хозяйствования представляет инвестиции на уровне предприятия, но не является таковыми на уровне страны. Новые активы не создаются. Меняется только их собственник. Предполагается, что новый собственник не ухудшает использование внеоборотных активов.

1.7. ФОРМЫ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ

Методика расчета ТЭО состоит из последовательных этапов формирования исходных данных, расчета показателей альтернативных энергосберегающих проектов и выбора целесообразного варианта. Предлагаемые формы ТЭО позволяют проводить расчет и анализ ЭСМ в табличном виде. В качестве примера рассмотрим ЭСМ, предусматривающее использова-

ние вентиляционных установок с теплоутилизаторами. Это мероприятие относится к ЭСМ второй группы.

1.7.1. Исходные данные

Наименование предприятия: Офисное здание.

Наименование проекта: Вентиляционная установка с утилизатором теплоты.

Характер мероприятия: Замена существующей вентиляции (замена, модернизация существующего оборудования, установка дополнительного оборудования).

Достоинства предлагаемого мероприятия: Экономия тепловой энергии на нагрев приточного воздуха, автоматическая работа установки, компактность, комплектность.

Таблица 7.1.13.

Исходные данные

№ п/п	Наименование	Обозначение	Единица измерения	Значение (количество)			
				Существующее оборудование ПВ-267В (наименование)	Предлагаемое оборудование		
					Вариант 1 Х-266А (наименование)	Вариант 2 О-266А (наименование)	Вариант 3 (наименование)
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Количество устройств	П1-В1	шт.	1	1	1	
2.	Установленная электрическая мощность одного устройства	P_1	кВт	6,9	8,4	6,5	
3.	Тепловая мощность одного устройства	Q_1	кВт	140	43	27	
4.	Продолжительность работы системы	t	ч/год	4160	4160	4160	
5.	Срок службы устройства	t_c	лет	9	9	9	
6.	Срок службы заменяемых элементов устройства	$t_{c,1}$	ч	—	—	—	
7.	Время работы действующих ТС до замены	T_2	лет	6			
7.	Стоимость одного устройства	C_1	у. е.	8600	11900	16100	
8.	В том числе стоимость заменяемых элементов устройства	$C_{1,1}$	у. е.	—	—	—	
9.	Цена электрической энергии для предприятия	$C_{эп}$	у. е./кВт · ч	0,034	0,034	0,034	
10.	Цена тепловой энергии для предприятия	$C_{тп}$	у. е./кВт · ч	0,02	0,02	0,02	
11.	Ставка налога на прибыль	$C_{нп}$	%	25	25	25	
12.	Норма дисконта	E	%	10	10	10	

Примечания.

- 1) Существующий вариант — приточно-вытяжная вентсистема без утилизации теплоты (ПВ-267В). 2) Вариант 1 — то же, с перекрестным утилизатором «воздух — воздух» (Х-266А). 3) Вариант 2 — то же, с вращающимся утилизатором «воздух — воздух» (О-266А).
- 4) Для всех вариантов воздухопроизводительность принята 10 000 м³/ч. 5) Расчетная теплопроизводительность для каждого варианта равна 140 кВт. В п. 3 показана установленная мощность калориферов. 6) Исходные условия приняты условно.

Капиталовложения и годовые показатели

Показатели	Обозначение	Существующее оборудование ПВ-267В	Предлагаемое оборудование Х-266А	Предлагаемое оборудование О-266А
1. Потребляемые энергоресурсы, т у. т. / год	B_y	57,42	25,35	17,17
в том числе:				
– тепловая энергия, кВт · ч / год	Q	316 720	98 183	60 176
– электроэнергия, кВт · ч / год	W	28 704	34 944	27 040
2. Капиталовложения в новое оборудование, у. е.	K_2	х	14 280	19 320
3. Балансовая стоимость действующего оборудования, у. е.	K_1	10 320	х	х
4. Цена реализации старого оборудования при замене (за вычетом налога), у. е.	$C_{ПР}$	2000	х	х
5. Текущие издержки, у. е./год, в т. ч.:	C	9178	5736	5619
– затраты на тепловую энергию	T	6334	1964	1204
– затраты на электроэнергию	$Э_{и*}$	976	1188	919
– амортизация	A	1146	1585	2145
– техобслуживание и ремонт	P	722	1000	1352
6. Прирост (снижение) налога на прибыль, у. е./год	$\Delta H_{П}$	х	861	890

7.2. Показатели экономической эффективности ЭСМ

Таблица 7.1.15.

Показатели экономической эффективности для ЭСМ второй группы

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Вариант 1	Вариант 2
1	2	3	4	5
1	Годовая экономия тепловой энергии, ΔQ	кВт · ч / год	218 537	256 544
2	Годовая экономия эл. энергии, ΔW	кВт · ч / год	–6240*	1664
3	Годовая экономия энергоресурсов в пересчете на условное топливо, ΔB_y	т у. т. / год	32,1	17,2
4	Стоимость сэкономленных энергоресурсов, $\Delta \mathcal{E}$	у. е.	4158	5187
5	Годовой инвестиционный доход, Д	у. е.	3021	3668
6	Срок окупаемости капиталовложений, T_o	лет	5,5	6,7
7	Чистый дисконтированный доход за расчетный период, ЧДД	у. е.	5118	3805
8	Индекс доходности проекта, ИД	отн. ед.	1,42	1,22

* Знак «–» означает перерасход электроэнергии по отношению к существующему варианту оборудования.
 Расчеты выполнены в ценах на 01.08. 2004.

Заключение по проекту. Оба проекта целесообразны. Однако по всем показателям предпочтительнее вариант 1, поскольку в условиях дефицита инвестиционных ресурсов следует ориентироваться на

срок окупаемости капиталовложений и индекс доходности проекта.

Исполнители расчета _____
(подписи, дата, Ф.И.О.)

Для ЭСМ первой группы таблица имеет следующий вид:

Таблица 7.1.16.

Показатели экономической эффективности для ЭСМ первой группы

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Вариант 1	Вариант 2
1	2	3	4	5
1	Годовая экономия тепловой энергии, ΔQ	КВт · ч/год		
2	Годовая экономия электроэнергии, ΔW	КВт · ч/год		
3	Годовая экономия топлива, ΔB	т у. т./год		
4	Стоимость сэкономленных энергоресурсов, $\Delta Э$	у. е./год		
5	Затраты на ремонт и обслуживание оборудования, Р	у. е./год		
6	Годовые совокупные дисконтированные затраты, СДЗ	у. е.		

Расчеты выполнены в ценах на _____
Заключение по проекту: _____

Исполнители расчета _____
(подписи, дата, Ф.И.О.)

В отдельных случаях предлагаемый перечень показателей эффективности может быть сокращен либо дополнен в зависимости от специфики конкретного ЭСМ. Так, наряду с расчетом потенциала энергосбережения, с целью более детального анализа эффективности проекта следует определить, как влияет реализация ЭСМ на снижение энергоемкости отдельных производственных процессов и продукции в целом, а также — как снижается доля затрат на энергоресурсы в себестоимости продукции предприятия (в %) и как это влияет на уровень ее себестоимости и рентабельности.

Это прежде всего относится к проектам, связанным с технологическим направлением энергосбере-

жения. В этих случаях возможно увеличение расхода энергоресурсов при опережающем росте объема производства продукции, что в итоге сказывается на снижении ее энергоемкости. Например, применение отопительно-вентиляционных систем в животноводческих помещениях способствует обеспечению нормативных параметров окружающей среды, в результате чего происходит рост объема животноводческой продукции.

Следует отметить, что некоторые ЭСМ вызывают не только экономию энергозатрат, но также благотворно сказываются на экологической ситуации, что также, по возможности, должно найти отражение в итоговых показателях.

2. СХЕМЫ ФИНАНСИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ И ИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

2.1. ИСТОЧНИКИ И ФОРМЫ ФИНАНСИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ, ИХ ОСОБЕННОСТИ

2.1.1. Источники финансирования

Система финансирования ЭСМ включает источники и формы финансирования.

Следует особо выделить источники формирования инвестиционных ресурсов, которые подразделяются на две основные группы: собственные (внутренние) и привлекаемые (внешние).

К собственным источникам относятся чистая нераспределенная прибыль, накопленный амортизационный фонд, средства от реализации основных фондов, а также налоговые льготы и дотации. Среди собственных источников финансирования инвестиций главную роль играет прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия после уплаты налогов и других обязательных платежей. Часть этой прибыли, направляемая на производственное развитие, может быть использована на инвестиционные цели. Вторым по значению источником собственных средств являются амортизационные отчисления. Их размер зависит от объема используемых основных фондов и принятой политики их амортизации.

Привлекаемые источники инвестиций:

- средства, получаемые от продажи акций, паевые и иные взносы членов трудовых коллективов, граждан, юридических лиц;
- ассигнования из федерального и местных бюджетов и внебюджетных фондов, предоставляемые на безвозмездной основе;
- иностранные инвестиции, предоставляемые в форме финансового или иного участия в уставном капитале совместных предприятий, а также в форме прямых вложений международных организаций и финансовых институтов, организаций и частных лиц;
- различные формы заемных средств (кредиты банков, кредиты иностранных инвесторов, кредиты государства на возвратной основе, имущество, привлекаемое по договорам лизинга, облигационные займы, кредиты других институциональных инвесторов: инвестиционных фондов, страховых обществ, пенсионных фондов, а также векселя).

Собственные средства, а также первые три группы привлекаемых источников образуют собственный капитал субъекта инвестиционной деятельности. Суммы, привлеченные по этим источникам извне, не подлежат возврату. Четвертая группа источников образует заемный капитал, который следует вернуть на определенных заранее условиях.

Мировая практика свидетельствует, что подавляющая часть инвестиций (55–60 %) привлекается из внешних источников, 30–35 % — из собственных источников и только 5–10 % — из бюджета.

2.1.2. Формы финансирования, их сравнительные преимущества и недостатки

Основными формами финансирования выступают:

- акционерное финансирование;
- государственное финансирование;
- банковские кредиты;
- лизинг.

Предусматривается определенная система финансирования инвестиционных проектов из средств федерального бюджета, предоставляемых на безвозвратной и возвратной основе.

На безвозвратной основе финансирование государственных централизованных капитальных вложений за счет средств федерального бюджета осуществляется в соответствии с утвержденным перечнем строений и объектов для федеральных государственных нужд при отсутствии других источников или в порядке государственной поддержки строительства приоритетных объектов производственного назначения при максимальном привлечении собственных, заемных и других средств.

На возвратной основе средства федерального бюджета выделяются Министерству финансов РФ в пределах кредитов, выдаваемых Центральным банком РФ в установленном действующим законодательством порядке. Министерство финансов РФ направляет указанные средства заемщикам на основе договоров с ними через коммерческие банки.

На основе смешанного инвестирования может осуществляться финансирование и кредитование строительства за счет средств федерального бюджета, собственных средств организаций, предприятий и других юридических лиц с соблюдением пропорций расходов.

вания бюджетных ассигнований и собственных средств в течение всего периода строительства объектов.

Утвержденные государственные целевые программы, в том числе программа энергосбережения, могут реализовываться за счет средств федерального бюджета, привлекаемых для выполнения этих программ внебюджетных источников, средств бюджетов субъектов Российской Федерации.

Рациональная политика привлечения финансовых ресурсов включает оптимизацию форм финансирования, т. е. получение денежных средств по самой низкой стоимости. При этом основными формами финансирования ЭСМ выступают лизинг и банковский кредит.

Широко распространенной формой финансирования деятельности предприятия выступают кредиты банка. При выборе данного источника финансирования в первую очередь анализируется стоимость финансирования (ставка кредитования). При привлечении долгосрочных кредитов банка ставка кредитования сравнивается с рентабельностью капитала. В отдельных случаях предприятиям целесообразно брать кредиты даже при достаточности собственных средств. Это возможно, когда эффект от вложения средств значительно превышает ставку за пользование кредитом.

При расчетах эффективности проектов, финансируемых за счет ссуды, предполагается решение следующих задач:

- оценка целесообразности привлечения кредитных средств для финансирования капиталовложений;
- анализ выгодности различных вариантов погашения кредита;
- расчет предельной ставки за кредит.

Приобретение оборудования для расширения и (или) модернизации производства возможно и с помощью лизинга. Финансовый лизинг — это форма кредитования предприятия путем долгосрочной аренды машин и оборудования с правом их выкупа. Финансовый лизинг имеет ряд преимуществ, а именно:

- обеспечивается стопроцентное финансирование коммерческой сделки;
- оплата приобретенного в рассрочку оборудования относится на себестоимость продукции, произведенной лизингополучателем, что дает возможность субъекту хозяйствования снизить налогооблагаемую базу и платежи по налогу на прибыль;
- арендованные основные средства могут учитываться на забалансовом счете лизингополучателя, в результате чего не происходит увеличения налогооблагаемой базы по налогу на имущество.

Налоговую экономию следует учитывать при сравнении преимуществ лизинга и традиционных источников финансирования (например, долгосрочных кредитов банка).

По сравнению с кредитом лизинг является более доступной формой привлечения инвестиций, поскольку не

требует сложного пакета гарантий по кредитной сделке, так как лизингополучатель получает оборудование в собственность лишь при условии полного выкупа.

Правила, принятые в ряде стран, предусматривают некоторые требования к условиям финансового лизинга, что должно быть отражено в контракте:

- право собственности на оборудование остается за лизингодателем, предусматривается опцион на его выкуп в конце срока лизинга;
- максимальный срок лизинга, который должен быть не более 75 % от полезного срока службы оборудования;
- суммарная величина лизинговых платежей (в виде дисконтированной их стоимости) должна быть близкой к стоимости оборудования (в США примерно 90 %);
- желательно минимальное собственное участие лизингополучателя в финансировании сделки (в США в обязательном порядке и не ниже 20 % от стоимости оборудования).

2.2. РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ПРОЕКТОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СХЕМАХ ИХ ФИНАНСИРОВАНИЯ

Целесообразная форма финансирования ЭСМ выбирается по максимуму чистого дисконтированного дохода, который рассчитывается для всех доступных для инвестора вариантов финансирования. При этом необходимо детально отслеживать денежные потоки по всем платежам и доходам проекта по годам расчетного периода.

2.2.1. Эффективность проектов, финансируемых за счет кредита

Рассмотрим методику расчетов для двух вариантов кредитных соглашений:

1. Кредит погашается равными платежами основного долга, проценты за кредит ежегодно начисляются от остатка суммы займа.
2. Кредит (основной долг и проценты) погашается единовременным платежом.

Первый вариант кредитного соглашения

В этом случае расчет можно выполнить двумя методами. Рассмотрим их суть.

Первый метод.

1. Составляется график погашения ссуды по годам в течение действия кредитного соглашения. Для

этого необходимо определить ежегодный платеж по ссуде:

$$P_t = \Delta K_t E_C + R_t, \quad (7.2.1)$$

где: R_t — ежегодное погашение основного долга; E_C — ставка по ссуде, отн. ед.; ΔK_t — остаток кредита в год t .

Ежегодное погашение основного долга:

$$R_t = K / T_C, \quad (7.2.2)$$

где: K — сумма первоначального долга; T_C — срок ссуды, лет.

Остаток кредита в год t :

$$\Delta K_t = K - R_t(t - 1). \quad (7.2.3)$$

2. Определяем ЧДД при финансировании за счет ссуды:

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} &= \sum_{t=1}^{T_C} \frac{D_t - P_t}{(1+E)^t} + \sum_{t=T_C+1}^T \frac{D_t}{(1+E)^t} = \\ &= \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+E)^t} - \sum_{t=1}^{T_C} \frac{P_t}{(1+E)^t}. \end{aligned} \quad (7.2.4)$$

Второй метод.

1. Определяется ежегодный эквивалентный платеж по ссуде (постоянный аннуитет) по формуле:

$$P_C = K \beta_{TC}, \quad (7.2.5)$$

где: β_{TC} — коэффициент аннуитета за время действия ссудного соглашения, год^{-1} ; K — размер ссуды.

Коэффициент аннуитета определяется из выражения:

$$\beta_{TC} = \frac{E_C}{1 - (1 + E_C)^{-T_C}}, \quad (7.2.6)$$

где E_C — ставка ссудного процента, отн. ед.

2. ЧДД определяется из выражения:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+E)^t} - P_C \alpha_{TC}. \quad (7.2.7)$$

В частном случае, когда годовой доход от проекта неизменен в течение расчетного периода ($D_t = \text{const}$), ЧДД можно определить по упрощенному выражению:

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} &= (D_t - P_C) \alpha_{TC} + D_t(\alpha_T - \alpha_{TC}) = \\ &= D_t \alpha_T - P_C \alpha_{TC}. \end{aligned} \quad (7.2.8)$$

В выражениях (7.2.7) и (7.2.10): T — расчетный период; T_C — срок погашения ссуды; E — процентная ставка, принятая инвестором, отн. ед.; α_T , α_{TC} — соот-

ветственно дисконтирующий множитель за расчетный период и за срок погашения ссуды.

Дисконтирующий множитель определяется из выражений:

$$\alpha_T = \frac{1 - (1+E)^{-T}}{E} = \frac{(1+E)^T - 1}{E(1+E)^T}, \quad (7.2.9)$$

$$\alpha_{TC} = \frac{1 - (1+E)^{-T_C}}{E} = \frac{(1+E)^{T_C} - 1}{E(1+E)^{T_C}}. \quad (7.2.10)$$

Второй вариант кредитного соглашения

При погашении кредита единовременным платежом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+E)^t} - K \left(\frac{1+E_C}{1+E} \right)^{T_C}. \quad (7.2.11)$$

При $D_t = \text{const}$ расчетная формула будет иметь вид:

$$\text{ЧДД} = D_t \alpha_T - K \left(\frac{1+E_C}{1+E} \right)^{T_C}. \quad (7.2.12)$$

Вышеприведенные формулы могут быть использованы для определения наиболее выгодных условий кредитного соглашения для заемщика. Из числа доступных для инвестора вариантов предпочтение следует отдавать варианту с максимальным значением ЧДД.

При определении суммы кредита также следует учитывать такие факторы, как уровень рентабельности предприятия, возможность обеспечения кредита, обеспеченность собственным капиталом.

РАСЧЕТ ПРЕДЕЛЬНОЙ СТАВКИ ЗА КРЕДИТ

В некоторых случаях требуется расчет предельной (максимально возможной для инвестора) ставки за кредит. Это такая ставка, при которой в течение срока кредитного соглашения весь полученный доход будет израсходован на погашение кредита.

При погашении ссуды равными платежами основного долга она определяется из уравнения:

$$\sum_{t=1}^{T_C} \frac{D_t}{(1+E)^t} = K \frac{E_{C(\text{MAX})} \alpha_{TC}}{1 - (1 + E_{C(\text{MAX})})^{-T_C}}, \quad (7.2.13)$$

решаемого относительно $E_{C(\text{MAX})}$.

При $D_t = \text{const}$ расчет предельной ставки осуществляется в два этапа. На первом этапе определяется предельное значение дисконтирующего множителя из выражения:

$$\alpha_{\text{пр}} = K/D_t,$$

где: D_t — годовой платеж по ссуде с процентами, равный по величине годовому доходу.

Из справочных таблиц легко определяется искомая ставка $E_{C(MAX)}$ по заданным значениям T_C и $\alpha_{ПР}$. При такой ставке в течение первых T_C лет весь полученный доход будет израсходован на погашение кредита.

Если ссуда погашается единовременным платежом, то предельная ставка определяется из уравнения:

$$\sum_{t=1}^{T_C} \frac{D_t}{(1+E)^t} = K \left(\frac{1+E_{C(MAX)}}{1+E} \right)^{T_C}, \quad (7.2.14)$$

решаемого относительно $E_{C(MAX)}$.

При $D_t = \text{const}$ предельная ставка за кредит определяется из выражения:

$$E_{C(MAX)} = \sqrt[T_C]{\frac{D_t(1+E)^{T_C} - 1}{KE}} - 1. \quad (7.2.15)$$

Вышеприведенные формулы соответствуют частным случаям анализа условий кредита. В целом же анализ такого рода следует выполнять с использованием специальных компьютерных программ, позволяющих рассчитать коэффициент обслуживания долга.

2.2.2. Эффективность проектов, финансируемых за счет лизинга

Практика показывает, что руководители предприятия иногда принимают решение о подписании лизингового соглашения на основании информации, полученной от фирмы-лизингодателя об эффективности данного вида сделок без проведения конкретных расчетов с учетом особенностей лизинговой сделки. Для принятия обоснованного решения о лизинге необходимо рассчитать эффективность инвестиций в ЭСМ с учетом следующих рекомендаций.

Задолженность по лизингу погашается следующими видами платежей:

- авансовый платеж;
- периодические лизинговые платежи;
- выкупная сумма.

Приведем расчет суммы платежа по лизингу, в котором одновременно учитываются авансовый платеж и выкуп имущества.

Ежегодные платежи по лизингу ($\Pi_{Л}$) включают платеж за износ (A) и лизинговую маржу ($M_{Л}$). Общий платеж определяется из выражения:

$$\Pi_{Л} = (K - K_{AB}) \frac{E_{Л}}{1 - (1 + E_{Л})^{-T_{Л}}}, \quad (7.2.16)$$

где: K — стоимость имущества лизингодателя; K_{AB} — авансовый платеж лизингополучателя; $E_{Л}$ — лизинговая маржа, отн. ед.; $T_{Л}$ — срок лизинга, лет.

Лизинговая маржа в стоимостном выражении:

$$M_{Л} = (K - K_{AB} - A T_{Л}) \frac{E_{Л}}{1 - (1 + E_{Л})^{-T_{Л}}}, \quad (7.2.17)$$

где: A — годовой платеж за износ.

Выкупная сумма по окончании срока лизингового соглашения:

$$K_{ВЫК} = K - K_{AB} - A T_{Л}. \quad (7.2.18)$$

Чистый дисконтированный доход за весь срок использования арендуемого оборудования:

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} &= \\ &= \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+E)^t} - K_{AB} - \frac{K_{ВЫК}}{(1+E)^{T_{Л}}} - \Pi_{Л} \alpha_{ТЛ}. \end{aligned} \quad (7.2.19)$$

где: T — срок службы оборудования (расчетный период); $E_{Л}$ — принятая норма дисконта (расчетный период), отн. ед., $\alpha_{ТЛ}$ — дисконтирующий множитель при принятой инвестором норме дисконта E и $T = T_{Л}$.

Целесообразная форма финансирования ЭСМ выбирается по максимуму чистого дисконтированного дохода, который рассчитывается для всех доступных инвестору вариантов финансирования. Такие расчеты легко выполняются с помощью специальных компьютерных программ.

3. ФОРМИРОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ СУБЪЕКТА ХОЗЯЙСТВОВАНИЯ С УЧЕТОМ ЕГО ФИНАНСОВЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ

При планировании инвестиционных программ необходимо не только определить виды и количество инвестиционных проектов, подлежащих реализации, но и учесть возможности их финансирования. Поэтому существуют модели инвестиционного планирования, позволяющие учесть как инвестиционную, так и финансовую сферы деятельности предприятия. Для нашего исследования интерес представляют следующие модели:

а) модели, позволяющие одновременно сформировать инвестиционную и финансовую программы при заданной производственной программе для отдельного инвестиционного объекта;

б) модели, позволяющие сформировать оптимальную инвестиционную программу при заданной для отдельного инвестиционного объекта производственной программе и с заданным производственным бюджетом.

Такие модели подробно анализируются в специальной литературе. Они отличаются друг от друга степенью сложности применяемого математического аппарата, требованиями к наличию исходной информации, временными интервалами, реалистичностью.

Для применения мы рекомендуем две относительно простые модели, позволяющие с достаточной степенью точности формировать и оптимизировать программу энергосбережения на предприятии.

3.1. ФОРМИРОВАНИЕ БЮДЖЕТА КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ

Для целей синхронного инвестиционного и финансового планирования может быть использована относительно простая статическая модель, разработанная Дином. Данная модель применима при следующих условиях:

- имеется только релевантный (существенный) период, на начало и конец которого приходятся платежи, характеризующие инвестиционную и финансовую деятельность предприятия;
- инвестиционные и финансовые объекты реализуемы и по усмотрению делимы до определенного заданного объема (затраты на приобретение оборудования или максимальная величина кредита).

Модель основана на применении критерия «внутренняя норма доходности (рентабельности) инвестиций» (ВНД). Вкратце рассмотрим ее суть. Все доступные проекты упорядочиваются по убыванию ВНД. Далее осуществляется их последовательный просмотр, при этом очередной проект, ВНД которого превосходит цену капитала, отбирается для реализации. Включение проекта в программу с неизбежностью требует привлечения новых источников финансирования. Поскольку возможности предприятия по мобилизации собственных средств ограничены, наращивание портфеля приводит к необходимости привлечения внешних источников финансирования, т. е. к изменению структуры источников в сторону повышения доли заемного капитала. Связанное с этим возрастание финансового риска, в свою очередь, приводит к увеличению цены капитала. Таким образом, имеют место две противоположные тенденции: по мере расширения портфеля планируемых инвестиций ВНД проектов убывает, а цена капитала возрастает. Очевидно, что если число проектов-претендентов на включение в инвестиционную программу велико, то наступит момент, когда ВНД очередного проекта будет меньше цены капитала, т. е. его включение в программу становится нецелесообразным.

Формирование бюджета капиталовложений может быть проиллюстрировано графически. При этом строятся два графика: инвестиционных возможностей и предельной цены капитала предприятия, с помощью которых и производится отбор проектов для реализации. График инвестиционных возможностей представляет собой графическое изображение анализируемых проектов, расположенных в порядке снижения внутренней нормы дохода. График предельной цены капитала — это графическое изображение средневзвешенной цены капитала (E) как функции объема привлекаемых финансовых ресурсов (K). Первый график является убывающим, второй — возрастающим. Продемонстрируем применение метода на примере.

Пример 7.13.

Завод анализирует возможность включения в программу энергосбережения четырех независимых проектов.

Исходные данные

Показатели	Проекты			
	А	В	С	Д
Капиталовложения, млн руб.	30	40	30	20
Внутренняя норма дохода, %	35	28	20	12

Предполагается, что все проекты принадлежат к одному, среднему для данного предприятия классу риска, и потому в качестве цены источника изначально выбрана средневзвешенная цена капитала. Этот показатель отражает рентабельность капитала предприятия. Предполагается, что предприятие имеет возможность привлекать средства в требуемом объеме, т. е. ограничений на объем капиталовложений не накладывается.

На рис. 7.3.1 приведено графическое изображение процесса формирования бюджета капиталовложений с помощью графиков ВНД и Е. Из графика видно, что за счет собственных средств (40 млн руб.) завод может профинансировать полностью первый проект (А) и частично проект В в объеме 10 млн руб., однако в дальнейшем он должен прибегнуть к внешним источникам финансирования. Привлечение новых источников будет сопровождаться возрастанием цены капитала. Предположим, что банк может предоставить кредит в размере 50 млн руб. на условиях, которые приведут к увеличению средневзвешенной цены капитала (Е) с 10 % до 13 %; если заводу понадобятся сверх того еще дополнительные кредиты, то ставка возрастет до 17 %. Следовательно, за счет кредита в 50 млн руб. предприятие может профинансировать проект В в размере 30 млн руб. и часть проекта С в сумме 20 млн руб. Недостающие 10 млн руб., требующиеся для финансирования проекта С, могут быть получены за счет более дорогостоящего кредита, привлечение которого повысит цену капитала завода до 17 %. Проект Д неприемлем для завода, по-

скольку его доходность ниже цены капитала предприятия. Таким образом, бюджет капиталовложений должен быть ограничен суммой в 100 млн руб., которая достаточна для финансирования проектов А, В и С.

Точка, в которой происходит пересечение графиков ВНД и Е, показывает предельную цену капитала (порог выгодности), которую можно использовать в качестве нормы дисконта для расчета чистого дисконтированного дохода (ЧДД) при комплектовании инвестиционного портфеля, т. е. эту величину можно использовать в качестве минимально допустимой доходности по инвестициям. Таким образом, только после укомплектования портфеля на основе критерия ВНД с одновременным исчислением предельной цены капитала становится возможным рассчитать суммарный чистый дисконтированный доход для проектов, включенных в инвестиционную программу предприятия. В этом проявляется определенное преимущество данного метода составления бюджета.

3.2. ОПТИМИЗАЦИЯ БЮДЖЕТА КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ

При составлении бюджета капиталовложений часто приходится учитывать ряд ограничений, причем чаще всего в расчетах необходимо учитывать ограниченность финансовых ресурсов предприятия. Предприятию следует отобрать для реализации такие проекты, которые обеспечивают максимальную выгоду от инвестирования, в частности, в качестве целевой функции в подобных случаях выступает максимизация суммарного ЧДД. При этом общая сумма затрат на приобретение выбранных объектов не должна превышать заданный капитальный бюджет.

Рассмотрим некоторые несложные типовые ситуации, требующие оптимизации распределения инвестиций.

3.2.1. Пространственная оптимизация

В этом случае имеется несколько независимых инвестиционных проектов с суммарным объемом требуемых инвестиций, превышающим имеющиеся у предприятия ресурсы. На первый взгляд, в программу следует включить все проекты с максимальным значением ЧДД, однако такое решение не всегда оказывается оптимальным. Эта задача решается по-разному в зависимости от того, поддаются дроблению рассматриваемые проекты или нет. В связи с этим выполним решение данной задачи для двух возможных случаев.

- Ситуация 1. Рассматриваемые проекты по усмотрению делимы до определенного заданного объема.
- Ситуация 2. Рассматриваемые проекты реализуются только как единое целое.

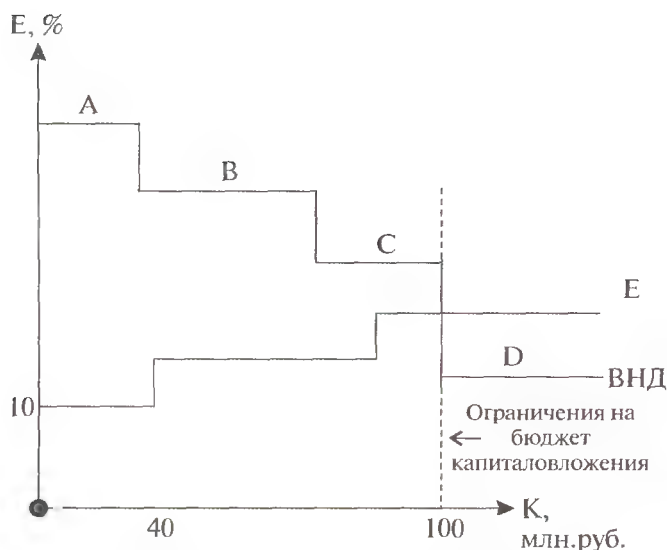


Рис. 7.3.1. Формирование бюджета капиталовложений

Ситуация 1.

В этом случае имеются в виду проекты, которые можно реализовывать не только целиком каждый, но и по частям, при этом принимается к рассмотрению соответствующая доля инвестиций и денежных поступлений. Максимальный суммарный эффект достигается при наибольшей эффективности вложенных средств, т. е. когда обеспечивается максимальная отдача на инвестированный капитал. Эффективность использования каждого инвестированного рубля отражает индекс доходности инвестиций (ИД). Учитывая это обстоятельство, рассмотрим последовательность действий по оптимизации бюджета капиталовложений:

- расчет индекса доходности (рентабельности) для каждого проекта и ранжирование проектов по мере убывания показателя ИД;
- формирование инвестиционного портфеля, включающего первые n наиболее эффективных проектов, которые в совокупности в полном объеме могут быть профинансированы инвестором;
- очередной проект включается в портфель не в полном объеме, а лишь частично, в зависимости от той суммы, которая имеется для его финансирования (остаточный принцип).

Проиллюстрируем применение данной методики на конкретном примере.

Пример 7.14.

Предположим, что предприятие имеет возможность инвестировать до 65 млн руб., расчетная процентная ставка 10 %. Требуется составить оптимальную годовую программу энергосбережения завода, если имеется пять реальных инвестиционных объектов для внедрения. Денежные потоки, а также показатели эффективности капиталовложений по имеющимся проектам приведены в таблице исходных данных.

Таблица 7.3.1.

Исходные данные

Инвестиционные объекты	Денежные потоки по годам					ЧДД, млн руб.	ИД, отн. ед.	ВНД, %
	$t = 0$	$t = 1$	$t = 2$	$t = 3$	$t = 4$			
A	- 43	12	28	30	26	31,35	1,73	36,6
B	- 30	10	21	28	13	26,36	1,88	42,9
C	- 52	22	27	27	15	20,85	1,4	28,2
D	- 25	6	9	12	12	5,10	1,2	18,1

В соответствии с показателем ИД проекты располагаются в следующей последовательности: B, A, C, D. Учитывая ограничения по бюджету капиталовложений, существующие в нашей задаче, выбираем наиболее оптимальную стратегию:

Проект	Инвестиция	Часть инвестиции, включаемая в портфель, %	ЧДД
B	30	100,0	26,36
A	35	81,4	25,52
Всего	65		51,88

Убедимся, что любая другая комбинация проектов ухудшает результаты, т. е. уменьшает суммарный ЧДД. В частности, проверим вариант, когда проект A, имеющий наивысший ЧДД, в полном объеме включается в инвестиционную программу:

Проект	Инвестиция	Часть инвестиции, включаемая в портфель, %	ЧДД
A	43	100,0	31,35
B	22	73,33	19,33
Всего	65		50,68

Сравнение вышеприведенных вариантов подтверждает правильность выбранной стратегии (51,88 > 50,68).

Ситуация 2.

В этом случае оптимальную комбинацию находят путем последовательного перебора всех возможных вариантов сочетания проектов и расчетом суммарного ЧДД для каждого варианта. Оптимальной считается комбинация, максимизирующая суммарный ЧДД.

Пример 7.15.

В условиях предыдущего примера составить оптимальный инвестиционный портфель при условии, когда бюджет капиталовложений составляет 80 млн руб., а проекты могут быть реализованы только как единое целое. Исходя из потребностей в инвестиционных ресурсах, возможно принять к реализации следующие сочетания проектов: A + B, A + D, B + D, C + D. В нижеприведенной таблице представлены значения ЧДД и ИД для каждого варианта.

Таблица 7.3.2.

Исходные данные

Вариант	Суммарная инвестиция	Суммарный ЧДД	Индекс доходности
A + B	73 (43 + 30)	57,71	1,79
A + D	68 (43 + 25)	36,46	1,54
B + D	55 (30 + 25)	31,47	1,57
C + D	77 (52 + 25)	25,95	1,33

Результаты расчетов свидетельствуют о том, что оптимальным является инвестиционный портфель, включающий проекты A и B.

3.2.2. Временная оптимизация

Временная оптимизация имеет место, если имеющиеся инвестиционные проекты не могут быть реализованы в планируемом году одновременно из-за ограниченности финансовых ресурсов, однако в следующем году оставшиеся проекты могут быть реализованы полностью либо частично. При этом требуется оптимальным образом распределить проекты по двум годам. В такой ситуации оптимизация осуществляется через специальный индекс, характеризующий относительную потерю ЧДД в случае, если проект будет отсрочен к исполнению на год:

$$\text{ИП} = \Delta \text{ЧДД} / K, \quad (7.3.1)$$

где: K — инвестиции в проект.

Индекс возможных потерь показывает, чему равна величина относительных потерь в случае откладывания проекта к исполнению на год.

Для иллюстрации метода рассмотрим пример.

Пример 7.16.

Для предыдущего примера в условиях ситуации 1 составить оптимальный инвестиционный портфель на два года в случае, если объем инвестиций на планируемый год ограничен суммой в 100 млн руб.

В табл. 7.3.3 рассчитаны возможные потери ЧДД в случае, если каждый из анализируемых проектов будет отложен к исполнению на год.

Таблица 7.3.3.

Потери ЧДД при отсрочке реализации проектов на один год

Проект	ЧДД при реализации проекта в году 0	Коэффициент дисконтирования при E = 10 %	ЧДД при реализации проекта в году 1	Потеря ЧДД	Величина отложенной на год инвестиции	Индекс возможных потерь
A	31,35	0,9091	28,5	2,85	43	0,066
B	26,36	0,9091	23,96	2,40	30	0,08
C	20,845	0,9091	18,95	1,895	52	0,036
D	5,105	0,9091	4,64	0,465	25	0,0186

Из расчета видно, что наименьшие потери будут иметь место в том случае, когда отложен к исполнению проект D, а затем последовательно проекты C, A, B. Таким образом, инвестиционный портфель первого года должен включать проекты B и A в полном объеме, а также часть проекта C; оставшаяся часть проекта C и проект D следует включить в портфель второго года (см. табл. 7.3.4).

При таком формировании портфеля суммарный ЧДД за два года составит 82,29 млн руб. (68,55 + + 13,74), общие потери оцениваются в 1,37 млн руб. (31,35 + 26,36 + 20,845 + 5,105 – 82,29) и будут минимальными по сравнению с другими вариантами формирования портфелей.

На практике могут иметь место и более сложные ситуации, которые решаются с помощью методов оптимального программирования.

Приведенные рекомендации могут быть использованы хозяйствующими субъектами при составлении программы энергосберегающих мероприятий.

Таблица 7.3.4.

Формирование инвестиционного портфеля ЭСМ во временном разрезе

Проект	Инвестиция	Часть инвестиции, включаемая в портфель, %	ЧДД
а) инвестиции в году 0			
B	30	100	26,36
A	43	100	31,35
C	27	52	10,84*
Всего	100		68,55
б) инвестиции в году 1			
C	25	48	9,1**
D	25	100	4,64
Всего	55		13,74

* 10,84 = 20,845 · 0,52

** 9,1 = 18,95 · 0,48

4. ИНФОРМАЦИОННО-РАСЧЕТНАЯ СИСТЕМА «ИРС-ТПС»

4.1. ВВЕДЕНИЕ

Информационно-расчетная система «ИРС-ТПС» (рис. 7.4.1) дополняет книгу специализированного издания — «Энергосбережение на предприятиях промышленности и жилищно-коммунального хозяйства».

«ИРС-ТПС» размещена на 2 CD-ROM и состоит из справочной системы «Энергосбережение: технические решения, оборудование и материалы» (диск №1) с «Информационным приложением» (диск №2) и программного обеспечения «Автоматизированный расчет энергосберегающих проектов (АРЭП)» (диск №1).

«ИРС-ТПС» предназначена для оказания практической помощи в выборе, разработке и внедрении энергосберегающих мероприятий на предприятиях промышленности и ЖКХ, а также обоснования их экономической эффективности.

Применение специализированных компьютерных программ «ИРС-ТПС» позволяет Пользователю выбирать наиболее экономические и рациональные технические решения, самостоятельно разрабатывать

и внедрять на предприятии программы энергосбережения.

Минимальные требования, предъявляемые к компьютерной системе для обеспечения устойчивой работы программы «ИРС-ТПС»:

1. ПЭВМ совместимый с PC Pentium-100, ОЗУ 64 Мб, 1 Гб свободного пространства на HDD, SVGA монитор, низкоскоростной CD привод под управлением ОС Windows-9x/Me/NT/2000/XP.
2. Для просмотра «Информационного приложения» на CD-ROM требуется наличие на ПЭВМ Пользователя привода CD-дисков, а также программы Acrobat Reader 5.0.

4.2. РУКОВОДСТВО ПО УСТАНОВКЕ ИНФОРМАЦИОННО-РАСЧЕТНОЙ СИСТЕМЫ «ИРС-ТПС»

Вставьте диск №1 в дисковод компьютера и запустите файл Setup.exe. Откроется программа установки «ИРС-ТПС» с диалоговым окном, представлен-



Рис. 7.4.1. Главное окно «ИРС-ТПС»

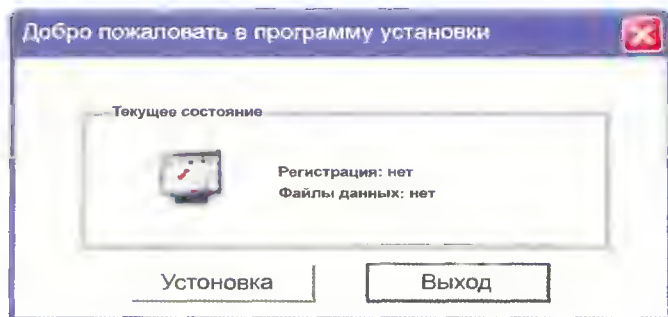


Рис. 7.4.2. Диалоговое окно «Текущее состояние»

ным на рисунке 7.4.2, на котором отображается текущее состояние установки. Нажмите на кнопку «Установка», если хотите продолжить установку или на кнопку «Выход», если хотите прервать установку.

После нажатия на кнопку «Установка» на предыдущем диалоговом окне, откроется диалоговое окно с лицензионным соглашением, представленное на рисунке 7.4.3. Прочитайте лицензионное соглашение, и в случае согласия с условиями лицензионного соглашения поставьте переключатель в положение «Я принимаю условия лицензионного соглашения» и нажмите на кнопку «Далее». Для прерывания установки нажмите кнопку «Отмена».

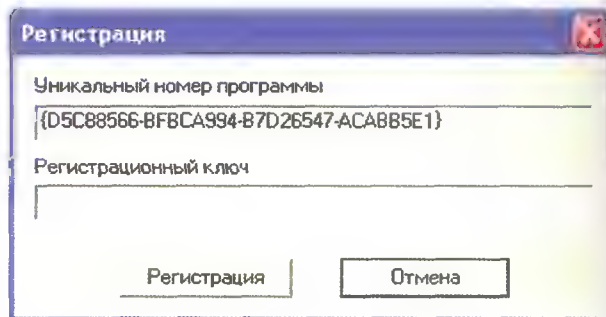


Рис. 7.4.4. Диалоговое окно регистрации диска

После нажатия на кнопку «Далее» на предыдущем диалоговом окне откроется диалоговое окно регистрации диска, представленное на рисунке 7.4.4. В верхнем текстовом поле будет отображен уникальный номер программы. Чтобы получить регистрационный ключ, отошлите уникальный номер программы на адрес электронной почты info@teps.ru или tehnopromstroj@mail.ru, указав в теме письма «Запрос регистрационного ключа диска». В ответ придет письмо, содержащее регистрационный ключ, который нужно скопировать в нижнее текстовое поле Регистрационный ключ и нажать кнопку «Регистрация». В случае отсутствия, электронной почты регистрационный ключ

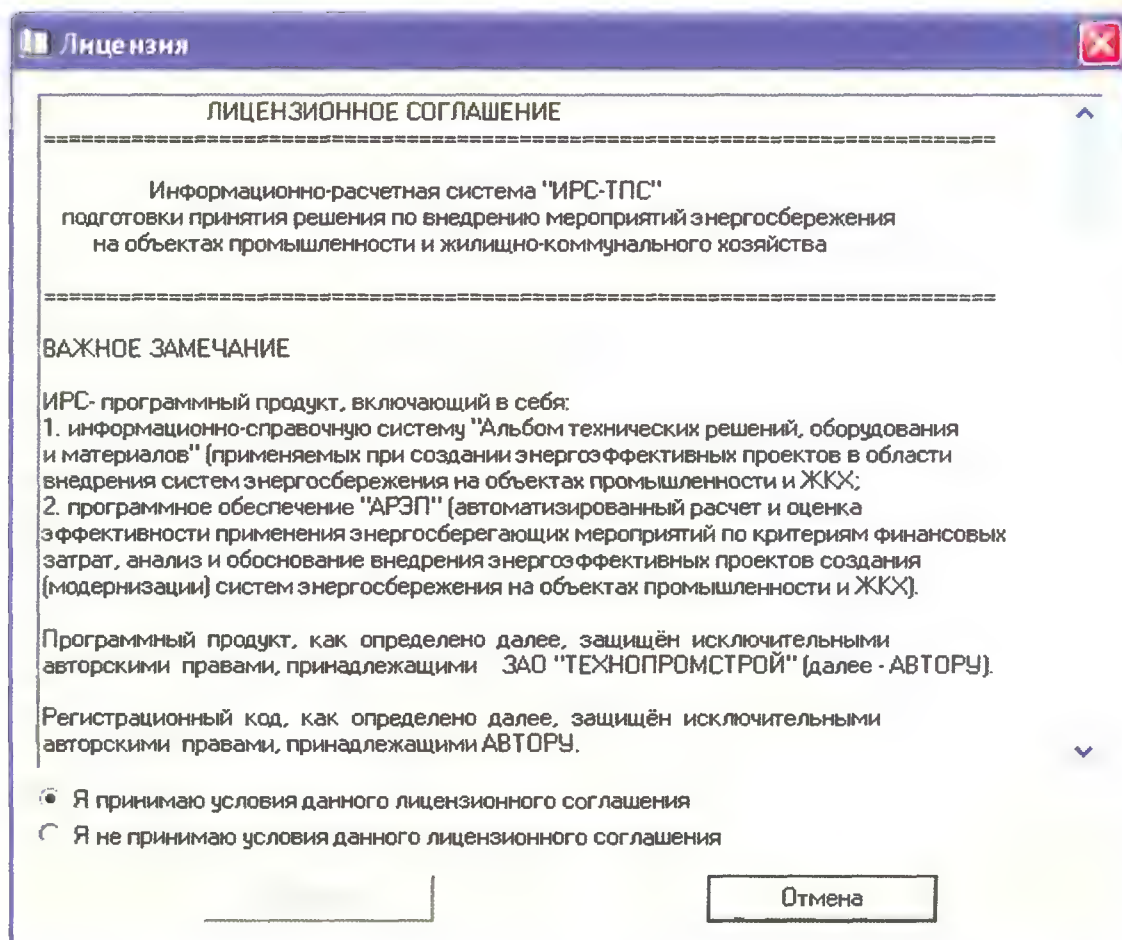


Рис. 7.4.3. Диалоговое окно «Лицензионное соглашение»

можно получить по телефону (495) 727-35-21, 411-56-41 у Костюченко Оксаны Анатольевны.

Откроется диалоговое окно установки дополнительных программных компонент, представленное на рисунке 7.4.5. Для функционирования «ИРС-ТПС» в полном объеме необходимо наличие на компьютере следующего программного обеспечения:

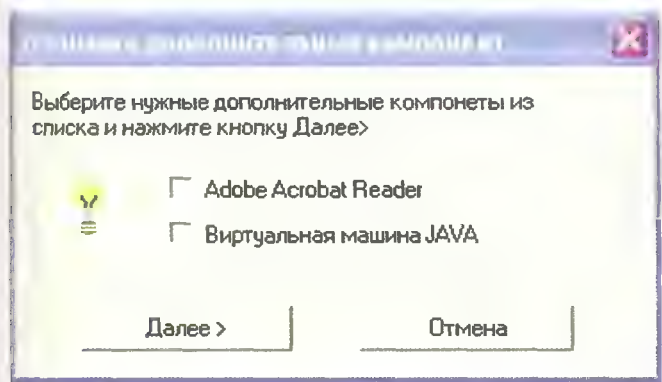


Рис. 7.4.5. Диалоговое окно «Установка дополнительных компонент»

- Microsoft Internet Explorer версии не ниже 6.0;
- Adobe Acrobat Reader версии не ниже 4.0;
- Виртуальная машина Java (j2re) версии не ниже 1.4.2.

В случае отсутствия на компьютере одной из вышеперечисленных компонент программного обеспечения ее можно установить с диска, щелкнув галочку.

Microsoft Internet Explorer можно скачать с официального сайта компании Microsoft (<http://www.microsoft.com/rus/>), а Adobe Acrobat Reader и виртуальную машину Java можно установить с диска либо скачать с официальных сайтов их производителей (<http://www.adobe.com/> и <http://www.sun.com/>).

В следующем диалоговом окне, представленном на рисунке 7.4.6, необходимо указать путь для установки «ИРС-ТПС». По умолчанию «ИРС-ТПС» будет установлена в папку «C:\Program Files\IRS_TPS». Если хотите изменить путь установки, нажмите кнопку «...». Также необходимо проверить, хватает ли места на жестком диске компьютера, на который будет устанавливаться программа. Нажмите на кнопку «Установить», если хотите продолжить установку или на кнопку «Отмена», если хотите прервать установку.

После нажатия на кнопку «Установить» откроется окно состояния копирования файлов, представленное на рисунке 7.4.7. Копирование файлов займет неко-

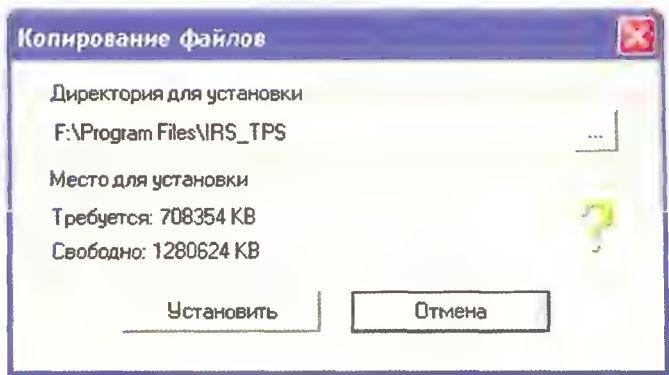


Рис. 7.4.6. Диалоговое окно «Копирование файлов»

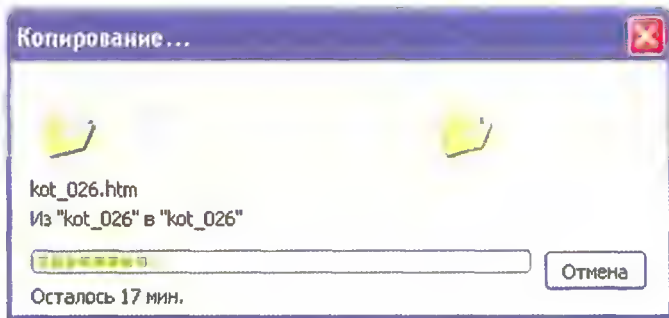


Рис. 7.4.7. Окно состояния копирования файлов

торое время, в зависимости от технических характеристик компьютера. Нужно дождаться окончания копирования файлов.

После копирования файлов с первого диска откроется диалоговое окно, представленное на рисунке 7.4.8.

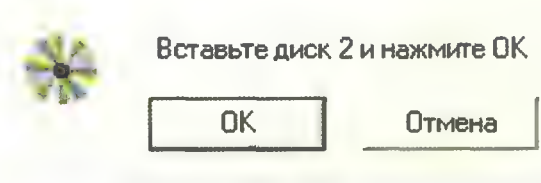


Рис. 7.4.8. Диалоговое окно «Вставьте второй диск»

Извлеките из устройства чтения CD-дисков первый диск, положите второй и нажмите на кнопку «ОК».

Откроется диалоговое окно состояния распаковки pdf-файлов, представленное на рисунке 7.4.9.

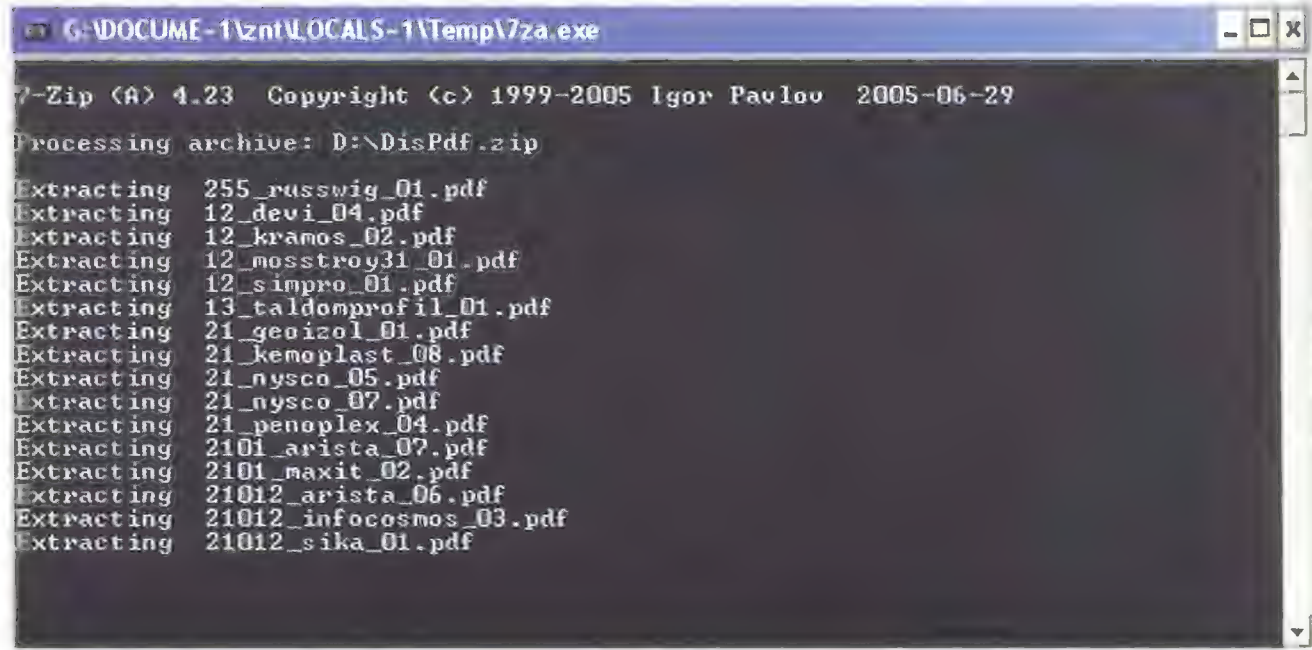


Рис. 7.4.9. Окно состояния распаковки pdf-файлов

Распаковка pdf-файлов займет некоторое время. Дождитесь окончания распаковки pdf-файлов и появления диалогового окна успешного окончания установки, представленного на рисунке 7.4.10. Нажмите кнопку «ОК» и на этом установка «ИРС-ТПС» будет завершена.

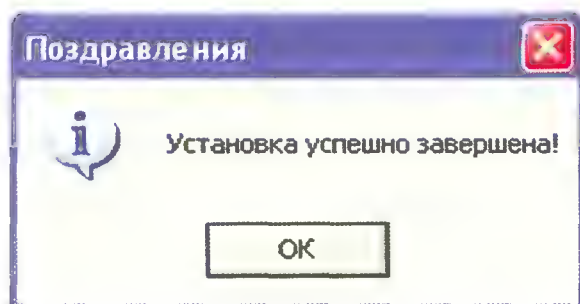


Рис. 7.4.10. Диалоговое окно успешного окончания установки

После установки «ИРС-ТПС» на жестком диске компьютера, программа запускается с помощью иконки «ИРС-ТПС» на рабочем столе или через пункт меню «Пуск -> Программы -> ИРС-ТПС», рисунок 7.4.11. Откроется главное окно «ИРС-ТПС», представленное на рисунке 7.4.1.

Для удаления «ИРС-ТПС» предназначена программа-деинсталлятор Unwise.exe, расположенная в корневом каталоге первого CD-диска. Запустите Unwise.exe и следуйте инструкциям деинсталлятора «ИРС-ТПС». Главное окно программы-деинсталлятора Unwise.exe представлено на рисунке 7.4.12.

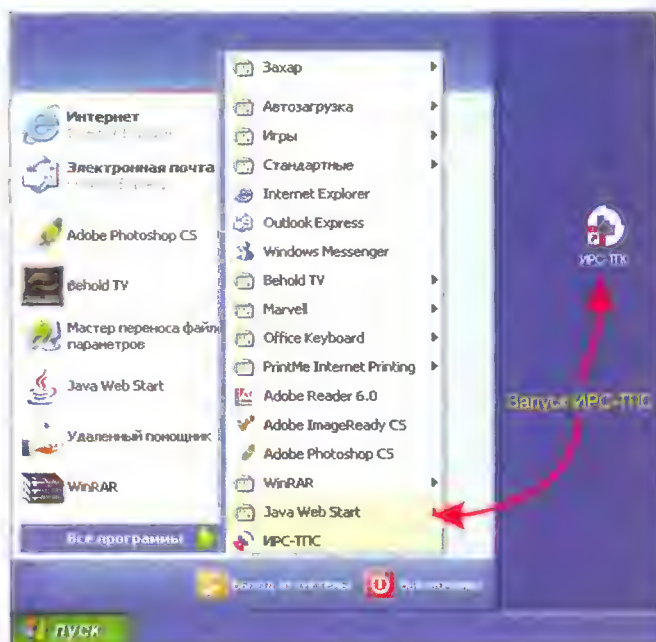


Рис. 7.4.11. Запуск «ИРС-ТПС»

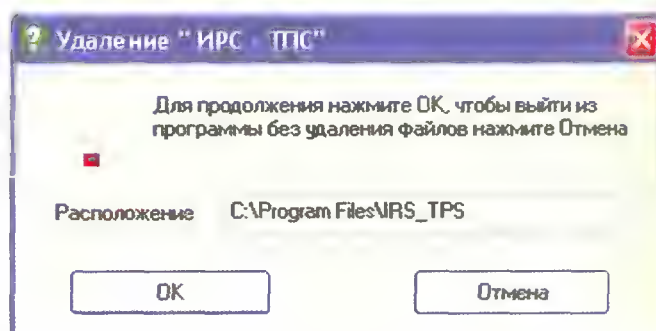


Рис. 7.4.12. Главное окно программы-деинсталлятора Unwise.exe

5. ИНФОРМАЦИОННО-СПРАВОЧНАЯ СИСТЕМА: «ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ: ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, ОБОРУДОВАНИЕ И МАТЕРИАЛЫ»

5.1. НАЗНАЧЕНИЕ И ВОЗМОЖНОСТИ

Информационно-справочная система является электронным изданием, содержащим специализированную базу данных энергосберегающих мероприятий, нормативную и техническую информацию по энергосбережению. Издание снабжено системой поиска информации, обеспечивающей контекстный поиск и поиск по ключевым словам.

Информационно-справочная система дополняется «Информационным приложением» на 2-м CD-ROM.

5.1.1. Функции информационно-справочной системы

- чтение информации, содержащейся в издании с использованием гипертекстовых меню и ссылок в документах;
- контекстный поиск необходимой информации, а также поиск по ключевым словам;
- сохранение хронологии выполнения поисковых запросов и возможность обращения к результатам выполнения запроса, содержащегося в хронологии, а также уточнения параметров этого запроса;
- возможность установки и снятия закладок в тексте документов;
- копирование и распечатка информации.

5.2. ИНСТРУКЦИЯ ПОЛЬЗОВАТЕЛЯ

Для запуска информационно-справочной системы «Энергосбережение: технические решения, оборудование и материалы» необходимо на главном окне «ИРС-ТПС» (рис. 7.4.1) нажать кнопку «Альбом энергосбережения».

После запуска информационно-справочной системы с компакт-диска на экране компьютера появляется основная форма справочной системы (рис. 7.5.1). Форма содержит:

- строку меню;
- панель инструментов;

- левый фрейм, отображающий в виде дерева структуру информационных материалов, представленных на диске. Дерево отображает текущее местоположение пользователя в информационной системе и может использоваться для перемещения по разделам информационных материалов;
- правый фрейм, являющийся рабочей областью и предназначенный для отображения документов, формирования запросов и т. д.

5.2.1. Перечень управляющих элементов главного меню

Строка меню информационно-справочной системы содержит следующие разделы:

- **Файл;**
- **Просмотр;**
- **Закладки;**
- **Поиск;**
- **Помощь.**

Раздел «**Файл**» включает в себя следующие команды (рис. 7.5.2):

- «**Копировать**» — копирование выделенного фрагмента в буфер обмена;
- «**Предварительный просмотр**» — предварительный просмотр печатаемого документа;
- «**Печать**» — печать активного документа или выделенного фрагмента;
- «**Выход**» — выход из приложения.

Вышеперечисленным командам (кроме команды «**Выход**») соответствуют кнопки панели инструментов.

Раздел «**Просмотр**» включает в себя следующие команды (рис. 7.5.3):

- «**В главное меню**» — возвращает в главное меню системы (выделение названия раздела наивысшего уровня);
- «**В начало раздела**» — осуществляет переход к началу раздела (выделение названия раздела в левом фрейме);
- «**Назад**» — переход к предыдущей выбранной странице;
- «**Вперед**» — переход к следующей странице.

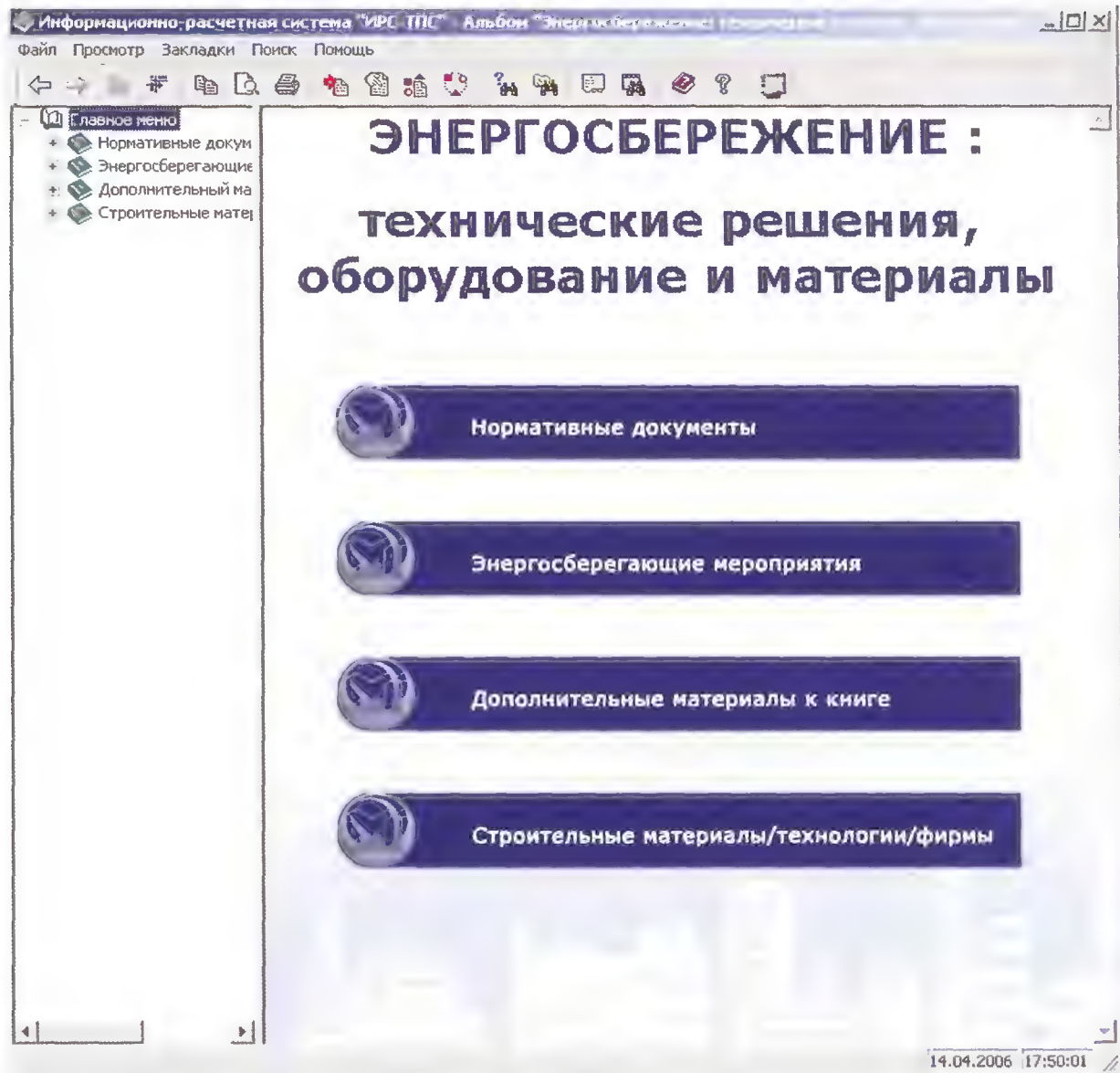


Рис. 7.5.1. Основная экранная форма справочной системы

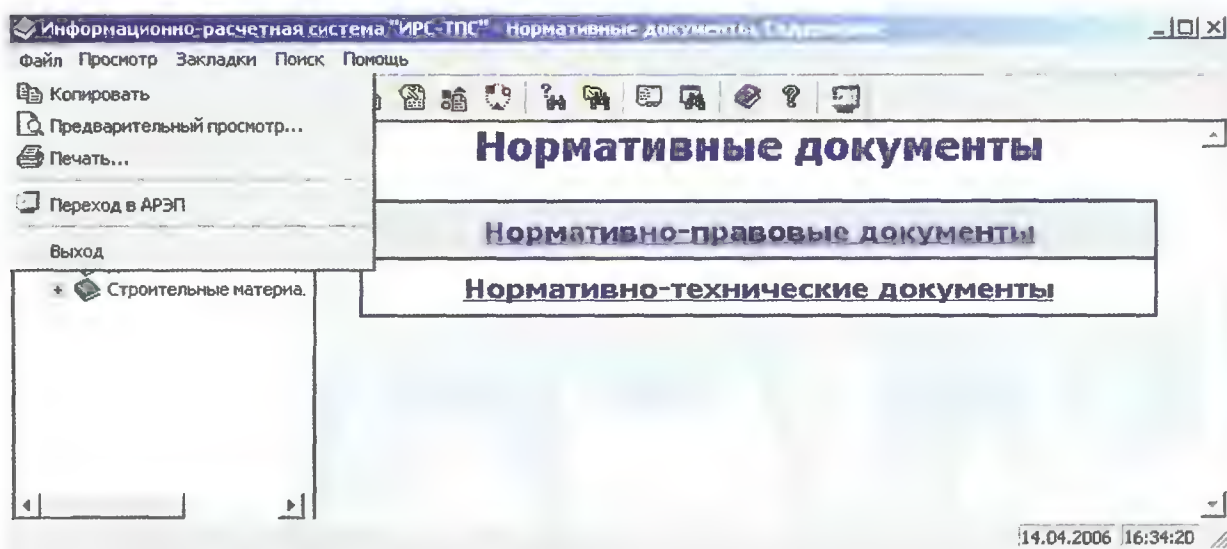


Рис.7.5.2. Команды раздела «Файл»

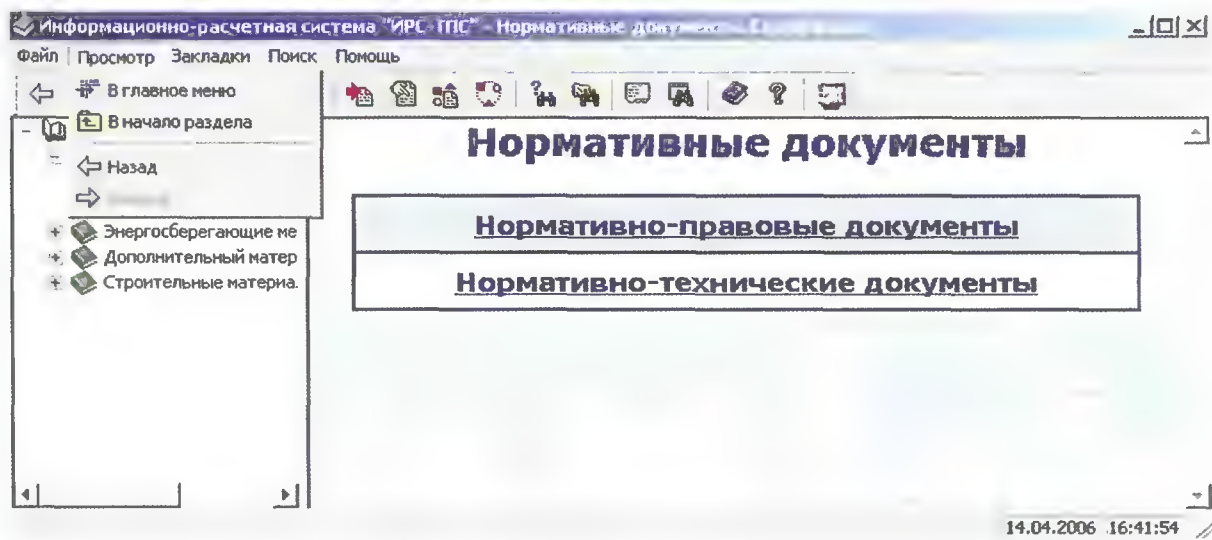


Рис.7.5.3. Команды раздела «Просмотр»

Вышеперечисленным командам соответствуют кнопки панели инструментов.

Раздел **«Закладки»** включает в себя следующие команды (рис. 7.5.4):

- **«Добавить закладку»** — добавляет закладку на выделенный фрагмент текста в документе;

- **«Найти закладку»** — поиск установленной закладки по названию;
- **«Список закладок»** — отображает глобальный список закладок во всех документах;
- **«Список закладок в текущем документе»** — отображает список закладок в текущем документе.

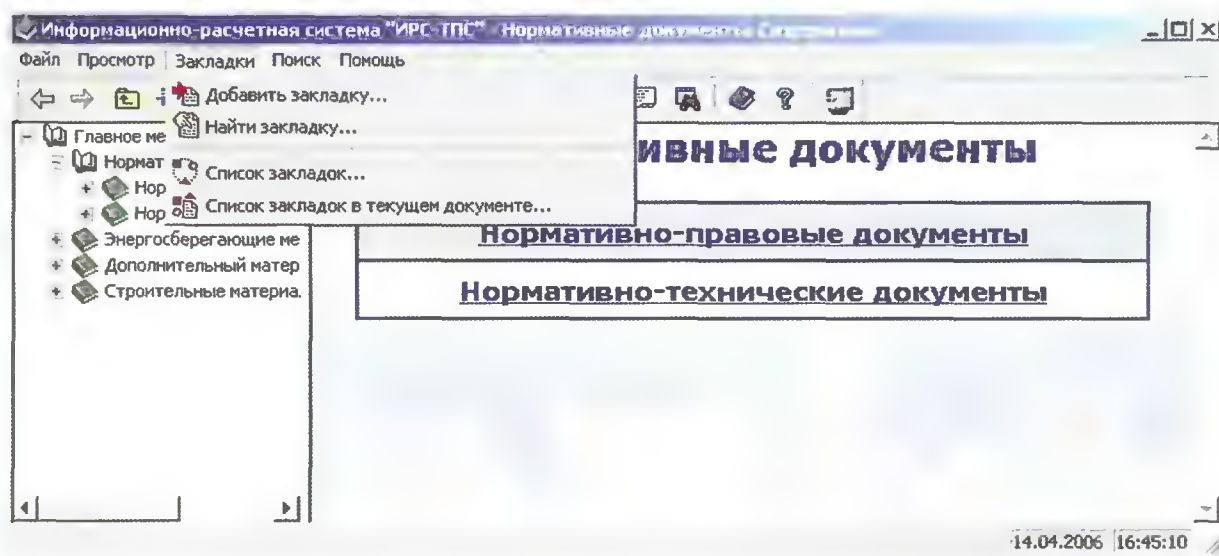


Рис.7.5.4. Команды раздела «Закладки»

Вышеперечисленным командам соответствуют кнопки панели инструментов.

Раздел **«Поиск»** включает в себя следующие команды (рис. 7.5.5):

- **«По странице»** — поиск фрагмента текста в текущем документе;
- **«По всем документам»** — глобальный поиск фрагмента текста во всех документах;

- **«Результаты последнего поиска»** — вывод на экран окна со списком всех найденных документов, содержащих информацию, соответствующую последнему проводимому поиску;
- **«Хронология поиска»** — вывод на экран всех ранее созданных запросов на поиск информации.

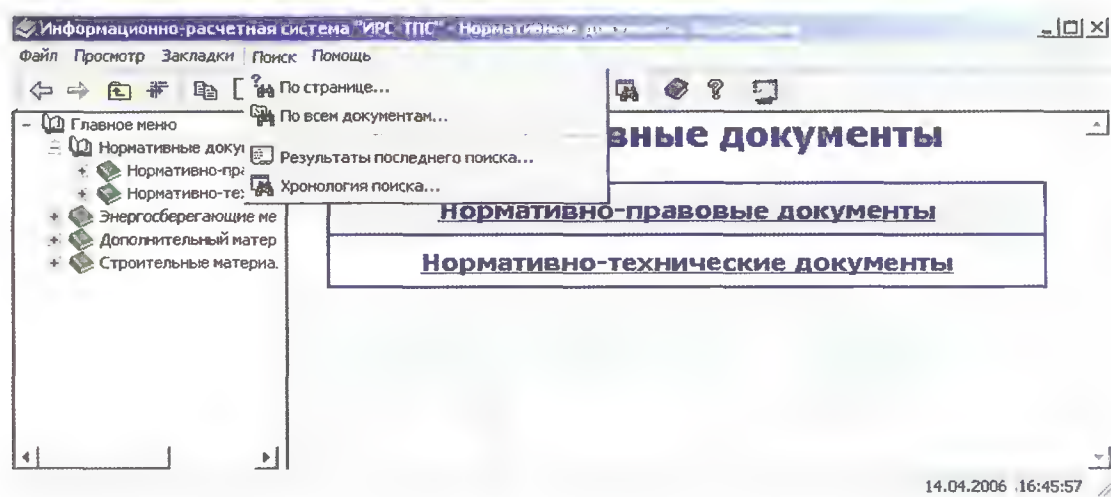


Рис.7.5.5. Команды раздела «Поиск»

Вышеперечисленным командам соответствуют кнопки панели инструментов.

Раздел «Помощь» включает в себя следующие команды (рис. 7.5.6):

■ «Справка» — справочная информация о программе;

■ «О программе» — сведения об авторе программы и его контактный адрес.

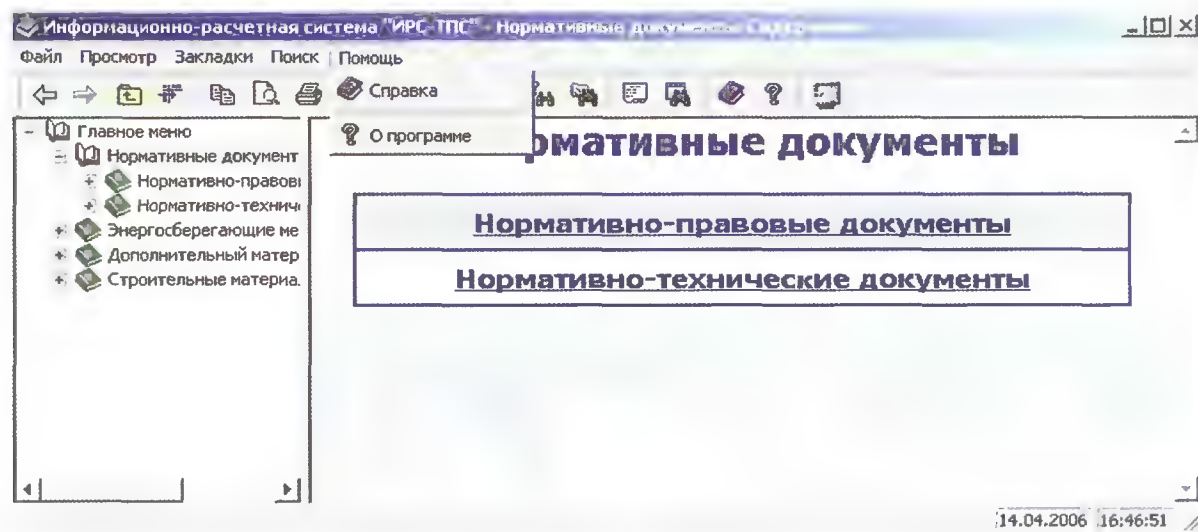


Рис.7.5.6. Команды раздела «Помощь»

Вышеперечисленным командам соответствуют кнопки панели инструментов.

5.2.2. Режим просмотра документов

Режим просмотра документов обеспечивает просмотр документов на экране монитора с использованием в качестве средств навигации по информационной системе либо дерева со структурой информационного массива (расположено в левом фрейме экрана), либо гипертекстовых ссылок, содержащихся в документах и указателях. Просмотр документов осуществляется с

помощью команд в разделе «Просмотр» и соответствующих кнопок на панели инструментов.

Выделение и копирование фрагмента текста документа в буфер обмена

Для выделения необходимого фрагмента текста необходимо привести указатель мыши на его начало, щелкнуть кнопку мыши и, не отпуская ее, протянуть до конца выделяемого фрагмента.

Чтобы скопировать нужный фрагмент текста документа в буфер обмена для использования в других приложениях, нужно выделить фрагмент и выбрать команду «Копировать» в разделе «Файл» строки меню

или щелкнуть соответствующую кнопку на панели инструментов.

Распечатка документа в целом или его фрагмента

Чтобы распечатать весь документ, следует вызвать меню «Печать» (рис. 7.5.7) из раздела «Файл» или выбрать соответствующую кнопку на панели инструментов, установить в поле «Диапазон» печати флажок «Все» и нажать кнопку «ОК».

Чтобы распечатать фрагмент документа, следует выделить его, вызвать «Печать» и в поле «Диапазон» выбрать флажок «Выделение».



Рис.7.5.7. Меню «Печать»

Для печати нескольких экземпляров документа в поле «Число копий» следует задать требуемое число копий.

Установка закладок и работа со списком закладок

Для установки закладки в документе необходимо выделить фрагмент в документе, на место которого необходимо установить закладку, и выбрать команду «Добавить закладку» (рис. 7.5.8). На экране появится форма, в которой задается имя закладки (под этим именем закладка будет отображаться в списке закладок).

Работая со списком закладок, можно:

- найти ранее созданные закладки в тексте по их названию (рис. 7.5.9);
- вывести на экран окно со списком ранее созданных закладок (рис. 7.5.10);
- переименовывать закладки;
- удалять закладки;
- осуществлять переход к тексту документа, соответствующего выделенной в списке закладке;
- осуществлять быстрый поиск требуемой закладки в списке путем ввода первых символов названия закладки;
- менять имя закладки (рис. 7.5.11);
- удалять закладки.

В списке закладок возможен быстрый поиск необходимой закладки. Для этого следует в строку ввода ввести первые символы названия требуемой закладки. Первая закладка, соответствующая введенным символам, будет выделена красным маркером.

В названии закладки допускается использовать буквы русского и латинского алфавитов, цифры и символы. После установки закладки фрагмент, на место которого установлена закладка, помечается желтым цветом.

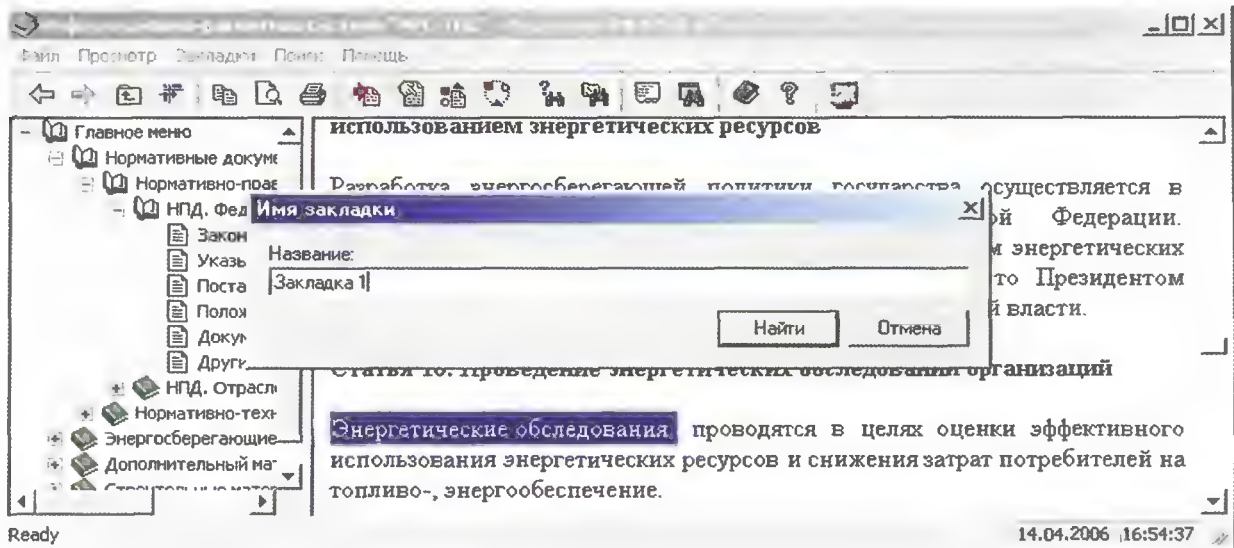


Рис.7.5.8. Установка закладок

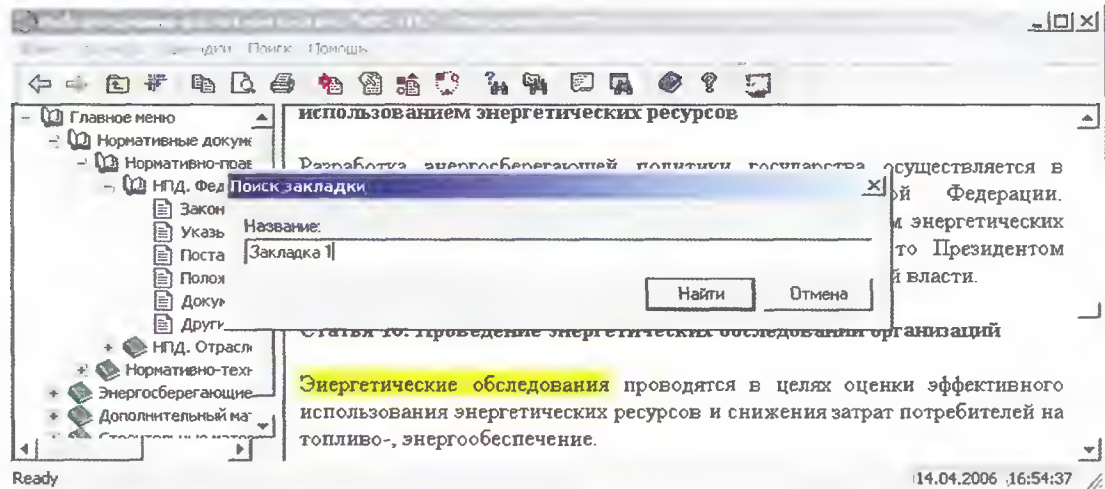


Рис.7.5.9. Поиск закладок

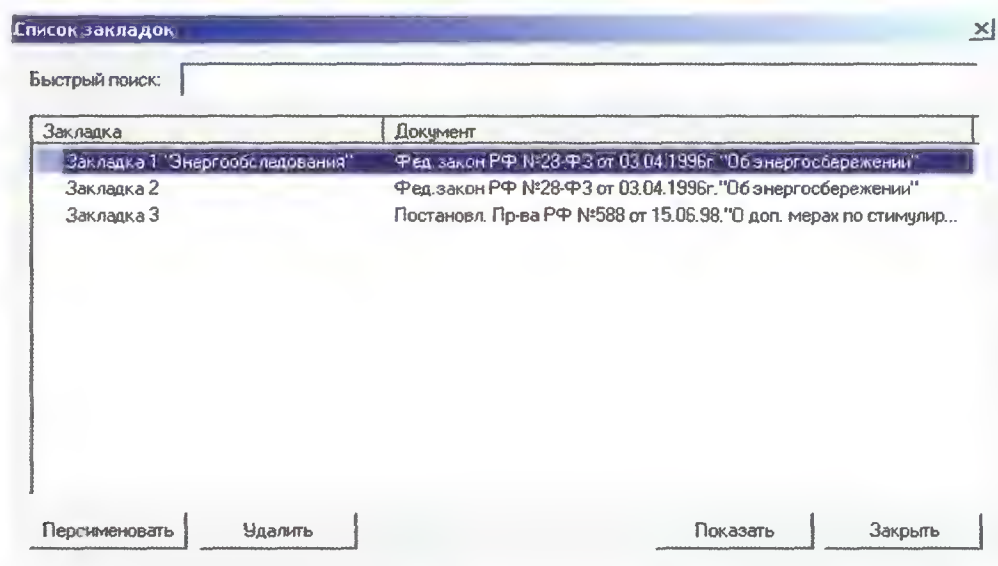


Рис.7.5.10. Список закладок

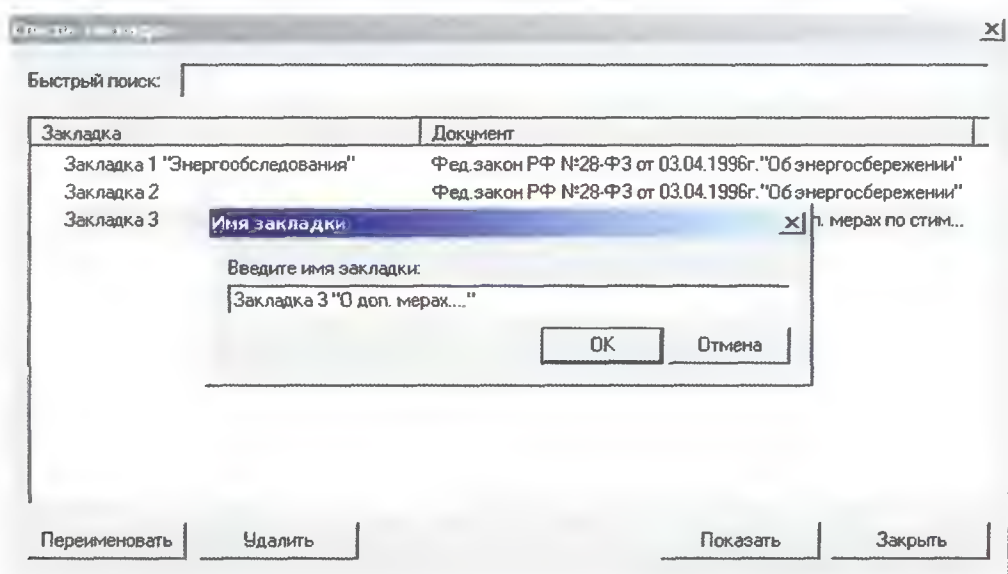


Рис.7.5.11. Переименование закладок

5.2.3. Режим поиска информации

В системе возможен поиск документов по определенным атрибутам и поиск документов по контексту. Кроме того, реализован режим поиска фрагмента текста в текущем просматриваемом документе.

Поиск документов по атрибутам и контекстный поиск

Поиск информации осуществляется вызовом на экран поисковой формы (рис. 7.5.12), содержащей поля для задания атрибутов поиска и слов для контекстного поиска. Вызов поисковой формы осуществляется командой «Поиск по всем документам».

Рис.7.5.12. Форма глобального поиска информации по всем документам

В качестве атрибутов документов для поиска можно задать тип, номер, дату документа и/или контекст. Если одновременно заданы и атрибуты, и контекст, то результатом поиска будут являться документы, удовлетворяющие заданным атрибутам и содержащие искомый контекст. Можно организовать только поиск по атрибутам (снять флажок с поля контекста) или контекстный поиск (снять флажок с поля атрибутов). Диалоговое окно поиска можно закрыть (при этом поиск будет прерван) или запустить выполнение процедуры поиска, нажав на кнопку «Поиск».

Результатом поиска будет список документов, удовлетворяющий критериям поиска (рис. 7.5.13). Для просмотра требуемого документа следует выбрать его и нажать кнопку «Показать».

Результат поиска можно сохранить и просмотреть при помощи команд «Хронология поиска» или «Результат последнего поиска».

Поиск фрагмента текста в текущем просматриваемом документе

Для поиска фрагмента текста или отдельного слова в текущем документе служит команда «Поиск по странице». При ее выполнении на экран вызывается диалоговое окно для ввода искомого фрагмента (рис. 7.5.14). Найденный фрагмент отображается в тексте красным цветом.

Рис.7.5.14. Поиск фрагмента текста внутри документа

Рис.7.5.13. Результат выполнения поиска

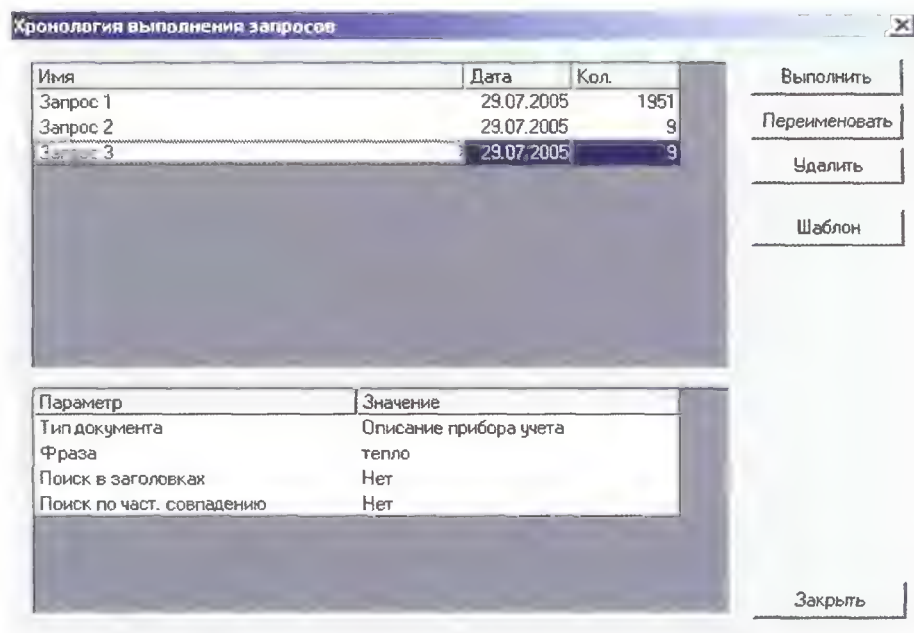


Рис. 7.5.15. Хронология поиска

Хронология поиска

Система хранит информацию о последних выполненных 30 запросах. Информация хранится в виде списка. Для каждого из выполненных запросов хранится:

- имя запроса (заданное в поле имя запроса в окне задания атрибутов);
- дата его выполнения;
- количество найденных документов;
- атрибуты запроса.

Команда «**Хронология поиска**» вызывает на экран список выполненных запросов (рис. 7.5.15).

Для выбранного в списке запроса можно:

- отобразить его результаты при нажатии кнопки «**Показать**»;
- просмотреть (и в случае необходимости изменить) атрибуты запроса, затем возможно выполнение запроса с новыми атрибутами.

5.2.4. Работа в режиме «Помощь»

В режиме «**Помощь**» пользователю предоставляется справочная система с возможностями просмотра и поиска информации.

6. ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ: «АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ РАСЧЕТ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ПРОЕКТОВ» (АРЭП)

6.1. НАЗНАЧЕНИЕ И ВОЗМОЖНОСТИ

Главная цель разработки среды ПО «АРЭП» состоит в поддержке методики технико-экономического обоснования энергосберегающих мероприятий (ЭСМ) в составе энергосберегающих проектов (ЭСП).

Программное обеспечение «Автоматизированный расчет энергосберегающих проектов» (ПО «АРЭП») предназначено для:

- предварительного анализа и формирования приоритетного ряда ЭСМ;
- формирования бизнес-планов и производства автоматизированного расчета ЭСП по исходным данным пользователя;
- проведения анализа рассчитанных ЭСП и сравнения по критериям финансовых затрат и (или) срокам окупаемости, оценке эффективности реализации ЭСП.

Для запуска программы «Автоматизированного расчета энергосберегающих проектов (АРЭП)» необ-

ходимо в главном окне «ИРС-ТПС» (рис. 7.4.1) нажать кнопку «Программа АРЭП».

После запуска программы АРЭП с компакт-диска на экране компьютера появится основная экранная форма программы АРЭП (рис. 7.6.1).

6.1.1. Входные данные

Входные данные ПО «АРЭП» — система объектов, полученных в результате декомпозиции энергетической системы предприятия. Объекты характеризуются типом и годовым энергопотреблением. Подробнее о декомпозиции см. п. 6.2.5. Приложения «Стратегия обследования энергетических объектов предприятия».

6.1.2. Выходные данные

Выходные данные — отчет, содержащий элементы бизнес-плана внедрения ЭСП, а также приоритетные ряды ЭСМ, отсортированные в зависимости от постановки задачи эффективности.



Рис. 7.6.1. Основная экранная форма программы АРЭП

6.2. СТАТЬИ ПРОГРАММЫ

6.2.1. Методические основы разработки бизнес-плана энергосберегающего проекта с применением специализированной компьютерной программы АРЭП

Решение вопроса о выделении бюджетных инвестиций, предоставлении банковских кредитов должно осуществляться только при наличии бизнес-плана, отражающего курс развития предприятия на определенный период. Содержанием бизнес-плана предприятия является проведение комплекса маркетинговых и технико-экономических исследований, направленных на совершенствование и развитие производства. Бизнес-план необходим, чтобы привлечь инвестора, найти делового партнера, получить кредит в банке и т. п.

Бизнес-план можно условно разделить на три основные части: резюме, основной текст, включающий большинство стандартных разделов, в том числе инвестиционный план и показатели эффективности проекта.

Бизнес-план энергосберегающего проекта включает обычные стандартные разделы, но в нем должны присутствовать специальные разделы по анализу энергоэффективности проекта. Содержание данных разделов зависит от специфики проекта. Как правило, здесь следует привести расчет энергопотребления объекта, потери энергоресурсов и причины их возникновения, существующие резервы энергосбережения, отразить, как повлияет внедрение энергосберегающих мероприятий на энергоемкость и себестоимость продукции предприятия. При этом следует обратить внимание на энергетическую составляющую в структуре себестоимости продукции.

При углубленном анализе в бизнес-плане могут быть представлены фактический и нормативный энергобалансы предприятия и его подразделений, энергетические характеристики оборудования и показано влияние уровня загрузки установленной мощности на прибыль и производственный риск. По требованию инвестора бизнес-план может быть представлен в сокращенном виде (краткий бизнес-план), где находят отражение наиболее важные для инвестора моменты.

С применением специализированной компьютерной программы: «Автоматизированный расчет энергосберегающих проектов (АРЭП)» можно разработать разделы по анализу энергоэффективности бизнес-плана энергосберегающего проекта.

6.2.2. Пояснения к финансово-экономическим расчетам

Анализ эффективности проекта предполагает четкое определение решаемой задачи. В частности, различают задачу оценки целесообразности отдельного проекта, оценку эффективности замены техники, оценку эффективности при сравнении проектов. Проект может оцениваться на основе критерия «эффективность» путем сопоставления капиталовложений с получаемым доходом, а также на основе критерия «затраты» путем сопоставления затрат по проекту с затратами, принятыми за базу сравнения.

Проекты могут оцениваться при одной схеме финансирования и при различных схемах. В качестве типовой наиболее распространена схема финансирования за счет собственных средств. В результате достигается сопоставимость проектов. С целью выбора наиболее целесообразного варианта финансирования проект может оцениваться при различных реально возможных схемах его финансирования, например, собственные средства, ссуда, лизинг.

Финансово-экономические расчеты выполняются в постоянных или в переменных ценах с учетом инфляции. Анализ в постоянных ценах проще и обеспечивает большую сопоставимость проектов, однако его точность может быть недостаточной. Так, при высоком уровне инфляции для анализа проектов, финансируемых за счет ссуды, как правило, необходимо использовать переменные цены.

Эффективность инвестиций в ЭСМ зависит от величины капиталовложений и получаемого при реализации проекта дохода, их сроков, принятой ставки дисконтирования (нормы дисконта).

КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ. В составе инвестиционных затрат можно выделить первоначальные и вторичные капиталовложения. Первоначальные капиталовложения осуществляются до начала получения проектного дохода, вторичные инвестиции осуществляются после ввода ЭСМ в эксплуатацию. Источником вторичных капиталовложений является доход, то есть собственные средства, получаемые при осуществлении проекта. Примером вторичных капиталовложений служат затраты на частичное обновление оборудования в связи с его физическим или моральным износом.

ДОХОД, получаемый от проекта, определяется на основе суммирования прибыли после налогообложения и амортизационных отчислений. Прибыль, получаемая в результате внедрения ЭСМ, как правило, равна снижению текущих затрат за счет энергосбережения.

РАСЧЕТНЫЙ ПЕРИОД. Оценка предстоящих затрат и результатов при определении эффективности инвестиционного проекта осуществляется в пределах

расчетного периода, длительность которого (**горизонт расчета**) принимается с учетом:

- продолжительности создания, эксплуатации и (при необходимости) ликвидации объекта;
- средневзвешенного нормативного срока службы оборудования;
- требований инвестора.

Горизонт расчета измеряется количеством шагов расчета. На практике за шаг расчета в большинстве случаев принимается год (иногда квартал или месяц).

СТАВКА ДИСКОНТИРОВАНИЯ. При оценке эффективности ЭСМ соизмерение разновременных показателей осуществляется с помощью специального приема, называемого дисконтированием. Под **дисконтированием** понимается приведение всех будущих доходов и расходов к первоначальному моменту времени (началу реализации проекта). Для приведения разновременных затрат, результатов и эффектов используется **процентная ставка (норма дисконта) E** . Она определяет нормативный годовой доход от вложения средств, то есть нормативное превышение поступлений над капиталовложениями. Ставка выполняет роль базового уровня, в сравнении с которым оценивается эффективность проекта. Величина ставки обычно определяется исходя из приемлемой и реально достижимой для инвестора нормы дохода на капитал. Так, при ставке 10% и расчетном периоде 1 год капиталовложения в 10 млн руб. должны быть возвра-

щены инвестору с нормативным доходом 1 млн руб. На практике широко применяется ставка, равная 10%, что соответствует расчетам в постоянных ценах и обеспечивает сопоставимость показателей.

6.2.3. Графическое представление результатов анализа

Экономический профиль энергосберегающего проекта представляется графиком движения денежных средств с учетом реинвестирования и (или) графиком движения средств на расчетном счете (рис. 7.6.2, 7.6.3). В первом случае показывается движение собственных средств, при условии их постоянного реинвестирования с доходностью на уровне принятой ставки дисконтирования. Во втором случае показывается движение собственных средств, при отсутствии реинвестирования, то есть при накоплении средств на беспроцентном расчетном счете.

График показателя чистого дисконтированного дохода приводится на том же рисунке, что и график движения средств, при условии, что ставка дисконтирования не равна нулю.

Динамика коэффициента покрытия ссуды получаемым доходом в годовой (квартальной, месячной) размерности представляется на отдельном рисунке.

При коэффициенте покрытия меньше единицы невозможно выполнение обязательств по ссуде за

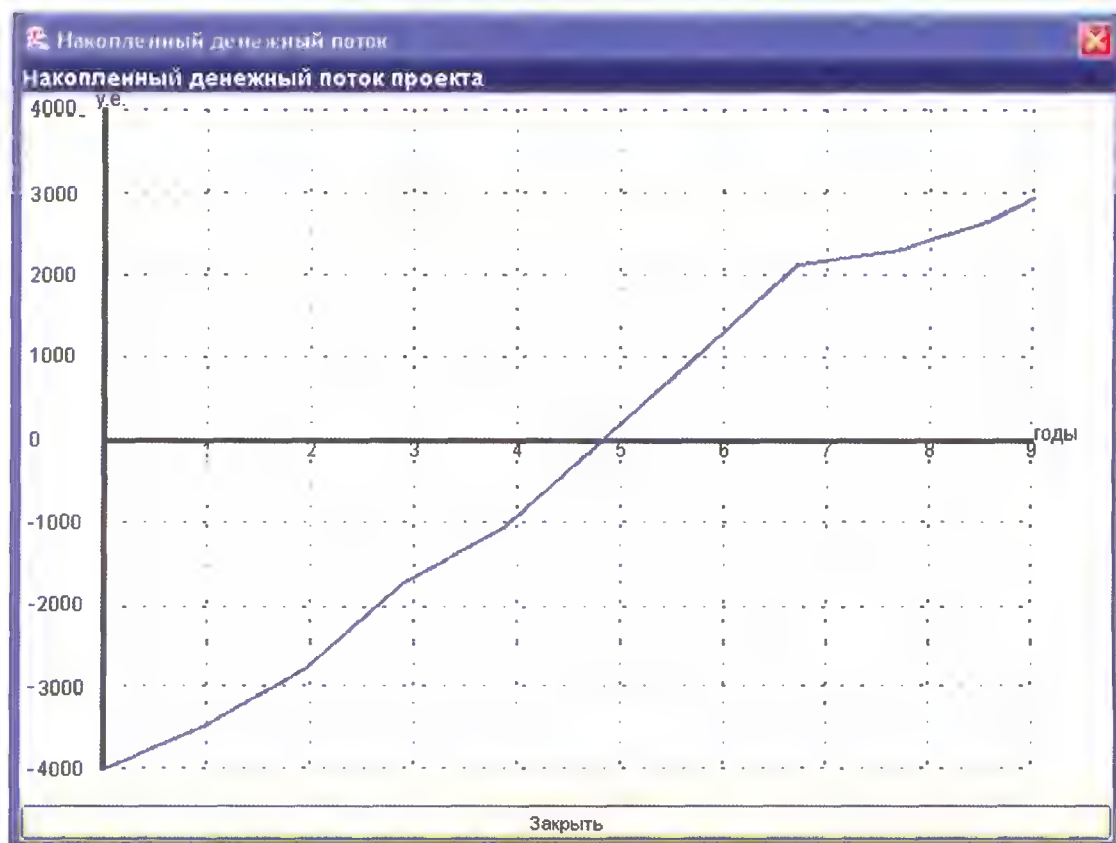


Рис. 7.6.2. Накопленный денежный поток проекта

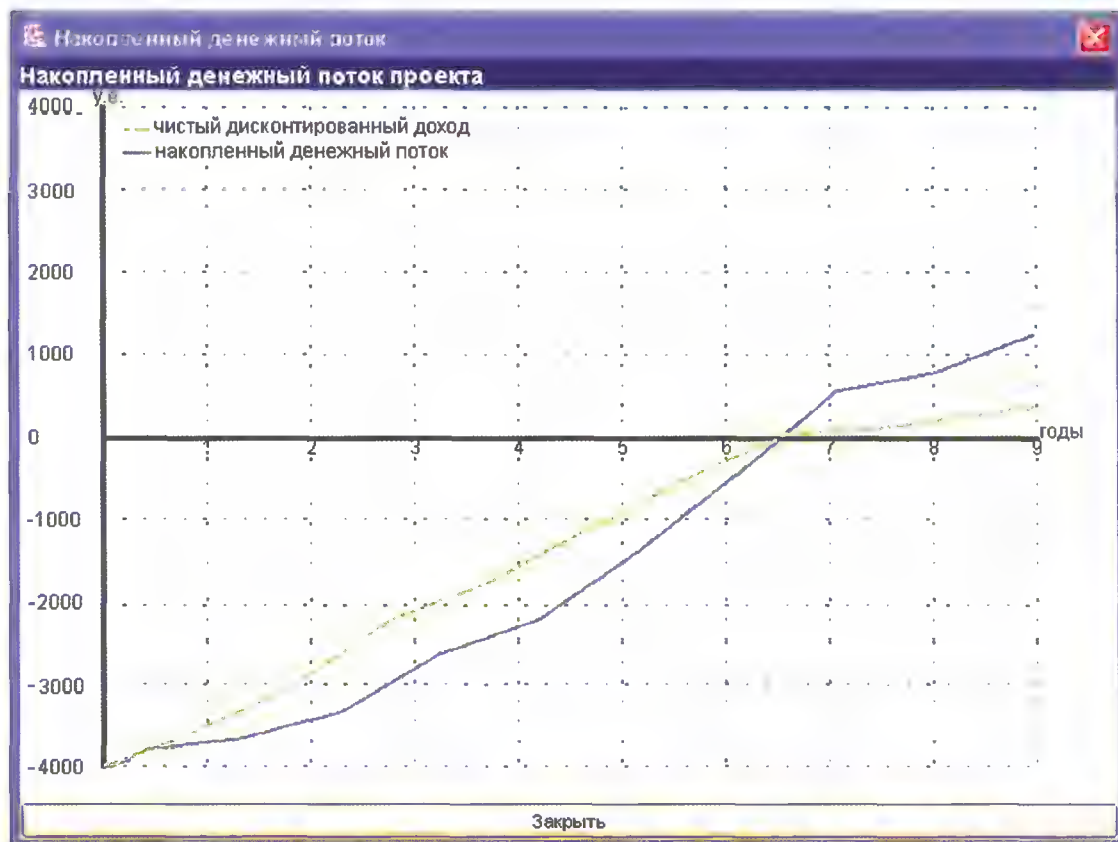


Рис. 7.6.3. График финансового профиля проекта

счет дохода в рассматриваемом году (квартале, месяце). Вместе с тем, если ранее был получен достаточный доход, то возможно выполнение обязательств за счет данного дохода.

6.2.4. Показатели эффективности проекта

Показатели эффективности ЭСМ определяются исходя из объема первичных капиталовложений и получаемого от проекта дохода. Они представлены рядом показателей (чистый дисконтированный доход, индекс доходности проекта и др.). При расчете эффективности инвестиций вторичные капиталовложения учитываются путем уменьшения дохода на соответствующую величину.

Чистый дисконтированный доход ЧДД (NPV) показывает весь эффект (выигрыш) инвестора, приведенный во времени к началу расчетного периода. Он определяется в сравнении с нормативным приростом на уровне базовой ставки. Так, ЧДД в 500 тыс. у. е. означает, что за расчетный период инвестор, во-первых, возвращает вложенный собственный капитал, во-вторых, получает нормативный доход на уровне базовой ставки и, в-третьих, дополнительно получает сумму, эквивалентную 500 тыс. у.е. в начале расчетного периода. Проект целесообразен при ЧДД не меньше нуля.

Годовой эффект показывает весь выигрыш инвестора в годовой размерности. По своему содержанию он аналогичен показателю ЧДД. Например, при оценке эффекта, получаемого от вложения собственных средств, годовой эффект в 1 млн руб. означает, что за расчетный период инвестор, во-первых, возвращает вложенный капитал, во-вторых, получает нормативный доход на уровне принятой процентной ставки и, в-третьих, дополнительно получает сумму, эквивалентную ежегодным поступлениям 1 млн руб. в течение всего расчетного периода.

Индекс доходности инвестиций ИД (PI) показывает, во сколько раз увеличиваются вложенные собственные средства за расчетный период в сравнении с нормативным увеличением на уровне базовой ставки. Капиталовложения целесообразны при ИД не меньше единицы.

Внутренняя норма дохода ВНД (IRR) также характеризует доходность вложений процентом годовых, но рассчитывается без учета базовой ставки. Она определяет максимальную базовую ставку, при которой капиталовложения не убыточны. Внутренняя норма дохода соответствует такой норме дисконта, при которой чистый дисконтированный доход обращается в нуль.

Срок окупаемости статический (PB) — временной период, за который инвестиции покрываются получаемыми от проекта доходами.

Срок окупаемости динамический (DPB) соответствует времени, за которое инвестор вернет израсходованные средства и получит нормативный доход на уровне принятой ставки. Капиталовложения целесообразны при условии, что срок окупаемости не превышает заданную величину. Например, если требуется, чтобы капиталовложения окупались за срок не более трех лет, то проекты с более длительным сроком окупаемости считаются неприемлемыми.

Комплексный интегральный показатель (КЭФ) энергоэффективности энергосберегающих мероприятий (проектов). В зависимости от включаемых в программу ЭСМ один и тот же объем инвестиций может обеспечить предприятиям совершенно разные объемы экономии энергоресурсов как в годовом исчислении, так и (при одинаковом годовом объеме экономии) за весь период функционирования проектов при их различной продолжительности. С целью более полной оценки энергоэффективности ЭСМ (проектов) при первоначальном отборе субъектами хозяйствования приоритетного ряда энергосберегающих мероприятий (ЭСМ) в программе используется комплексный интегральный показатель энергоэффективности, учитывающий срок службы применяемых технических средств (ТС), экономию энергоресурсов за весь расчетный период, а также объем инвестиций, необходимых для реализации конкретного проекта.

6.2.5. Стратегия обследования энергетических объектов предприятия

Стратегия обследования объектов имеет важное значение в связи с обычными ограничениями в планировании капиталовложений, технических средств и трудозатрат.

В этой связи актуальной является задача декомпозиции энергетической системы предприятия на отдельные элементы и формирование целевых последовательностей в зависимости от конкретных постановок задач энергосбережения.

Под элементами энергетической системы предприятия понимается подсистема (или устройство), на вход которой поступают, а на выходе образуются соответствующие энергетические потоки.

В качестве основных подсистем различают источники и потребители энергетических ресурсов.

Источниками потоков энергии являются электро- или теплогенерирующие установки (электрические подстанции и тепловые котельные предприятия).

Потребителями энергоресурсов могут быть приняты основные и вспомогательные цеха предприятий.

Это так называемый первый иерархический уровень декомпозиции предприятия, необходимый для составления энергетического баланса предприятия.

Дальнейшая декомпозиция энергетической системы второго и последующих уровней декомпозиции

включает разделение источников и потребителей энергоресурсов на отдельные системы (теплоснабжения, электроснабжения, сжатого воздуха, водопотребления и т. д.), установки, агрегаты и группы одинаковых установок, относящихся к основной технологической схеме превращения и потребления энергоресурсов. Ключевым моментом является то, что каждый нижестоящий уровень является потребителем, а вышестоящий — источником энергоресурсов, соответственно.

Исходное множество элементов формируется следующими различными путями:

1. Множество элементов получают исходя из схемы энергоснабжения предприятия в соответствии с числом ответвлений энергопотоков от основных магистралей к отдельным потребителям.
2. Множество элементов может быть образовано на основе синтетических энергобалансов предприятия по видам используемых энергоносителей, по целевому назначению технологии производства.

В обоих случаях перечень элементов, подлежащих дальнейшему обследованию с точки зрения энергоэффективности, может быть составлен с учетом системы показателей, характеризующих состояние учета и нормирования расхода энергоносителей, энергетическую составляющую себестоимости продукции, расход энергоносителя, затраты на совершенствование элемента и эффект от этого совершенствования.

Важную роль играет экспертная оценка этого процесса декомпозиции и синтез энергоэкономических решений.

Экспертами являются главные специалисты энергослужбы предприятия и привлеченные специалисты из энергоаудиторских фирм и предприятий.

Конечным результатом экспертизы является декомпозиция с последующим синтезом системы энергосберегающих мероприятий по выбранным критериям эффективности с использованием приложенного банка данных энергетических объектов различного назначения.

Результат декомпозиции выбранного уровня вводится в качестве исходных объектов в систему АРЭП.

6.2.6. Методические аспекты решения задач энергосбережения различных предприятий

Основой анализа является энергетический баланс предприятия. При этом важную роль играет научно-технический прогресс в области создания прогрессивных технологий производства и новых технических средств, обеспечивающих снижение энергопотерь на единицу произведенной продукции и эффективную утилизацию вторичных энергоресурсов предприятия.

При этом необходимо выполнять технико-экономические расчеты при тех или иных изменениях в

энергетической схеме предприятия путем включения в нее и исключения из нее ряда элементов на основе экспертной оценки специалистов.

Не менее сложной задачей является исследование оптимальной структуры рассматриваемых энергетических схем во всем пространстве внешних факторов, что является задачей технико-экономического обоснования по укрупненным показателям (критериям) энергоэффективности предприятия.

6.2.7. Пример экспертной оценки

Два крупных самостоятельных предприятия автомобильной промышленности МАЗ и МЗКТ территориально примыкают друг к другу. Источником покрытия тепловых нагрузок, отопления и вентиляции на МЗКТ служит система централизованного теплоснабжения от энергосистемы. Горячее водоснабжение осуществляется с территории МАЗа.

Техническое состояние теплоснабжающей сети удовлетворительное, но требует организационных и материальных затрат на обеспечение нормативных теплотерь в трубопроводах. По экспертной оценке эти затраты составляют около 10 тыс. долларов ежегодно.

Источником сжатого воздуха для МЗКТ служит компрессорная станция МАЗа. В настоящее время качество подаваемого сжатого воздуха и техническое состояние сети неудовлетворительное. Из-за высокой влажности сжатого воздуха при температуре наружного воздуха ниже 0 °С его подача в сеть производится и в нерабочие часы суток (во избежание замерзания наружных трубопроводов). Возникают также организационные проблемы согласования с МАЗом подачи сжатого воздуха в дни, когда основное производство МАЗа не работает. По экспертной оценке неизбежные потери сжатого воздуха достигают 40–50 % от необходимого для производства объема.

Использование вторичных энергоресурсов (ВЭР):

- дымовые газы от сжигания природного газа в технологических установках, тепловой потенциал которых оценивается в 0,8 Гкал/час;
- обратная вода, охлаждающая технологическое оборудование, тепловой потенциал которого оценивается в 5 Гкал/час;
- вытяжной воздух производственных цехов всех корпусов.

Исходные данные взяты из книги Похабова В.И. «Энергетический менеджмент на промышленных предприятиях» — Мн.: УП «Технопринт», 2002. — 176 с.

Эксперт рассматривает МЗКТ как объект энергоснабжения и последовательно заполняет таблицу исходного состояния, отвечая на поставленные вопросы.

Дальнейшая стратегия разработки системы энергосберегающих мероприятий состоит в целесообразности реконструкции сети энергоснабжения МЗКТ на основе сооружения собственных источников тепло-

снабжения, а также выработки и осушки сжатого воздуха с максимальным использованием имеющихся резервов снижения расчетных нагрузок, что следует из заполнения таблиц возможного состояния объекта, при этом экспертом учитывается неравномерность использования источников ВЭР, техническая сложность и капиталоемкость решений их утилизации. Однако использование теплового потенциала оборотных вод целесообразно, так как снижение их температуры в утилизационных установках одновременно сокращает расход обратной воды, поступающей на градирню МАЗа.

Дальнейшая декомпозиция касается нижнего уровня и связана, например, с разработкой системы снабжения сжатым воздухом. Здесь последовательно рассматриваются варианты:

- исходное состояние объекта — закупка со стороны;
- возможные состояния:
 - от собственной централизованной компрессорной станции, размещаемой в освобождаемых помещениях;
 - от местных воздушных компрессорных станций и т. д.

Аналогично рассматриваются альтернативные варианты теплоснабжения завода.

6.2.8. Выбор основного оценочного критерия при построении приоритетного ряда ЭСМ

В ряде случаев наблюдается противоречивость оценок проекта по различным критериям эффективности инвестиций. В частности, проект, лучший по одним показателям, может быть худшим по другим, что существенно затрудняет выбор направления инвестиций. В этой связи отметим, что в зависимости от целевой установки инвестора следует различать три основных критерия эффективности капиталовложений:

1. Максимальный доход от капиталовложений;
2. Максимальный доход на единицу капиталовложений;
3. Минимальный срок, за который будет получен нормативный доход от вложений.

В этих условиях выбор основного оценочного показателя зависит от целевой установки инвестора и условий финансирования проекта. При доступности инвестиционных ресурсов по приемлемой цене, т. е. когда объем вложений не является ограничивающим фактором, лучшим будет проект с максимальным ЧДД. В этом случае инвестор заинтересован в привлечении ресурсов и увеличении вложений, что обеспечивает рост дохода. Стоимостные показатели соот-

Показатели эффективности капиталовложений и условия их тождественности при сравнении проектов

Целевые установки инвестора	Критериальные показатели	Условия тождественности показателей	
Максимальный эффект от капиталовложений в целом	Чистый дисконтированный доход Годовой эффект	Равные расчетные периоды	Равные расчетные периоды и объемы капиталовложений собственных средств
Максимальный эффект на единицу капиталовложений собственных средств	Индекс доходности инвестиций Внутренняя норма дохода		
Минимальный срок окупаемости вложений собственных средств	Срок окупаемости инвестиций	Тождественных показателей нет	

ветствуют установке «максимум вложений для получения максимума дохода».

Критерии доходности соответствуют цели «максимум дохода на единицу капиталовложений». Такая цель преследуется для формирования группы проектов, обеспечивающих максимальный эффект при заданном объеме инвестиционных ресурсов.

Сравнение проектов по сроку окупаемости решает задачу выбора решений, которые способны обеспечить возврат вложений собственных средств и получение нормативного дохода за меньший период времени.

В определенных условиях показатели эффективности сравниваемых проектов могут быть тождественными, что отражено в табл. 7.6.1.

6.3. ИНТЕРАКТИВНАЯ СПРАВКА

Для вывода контекстной справки во время работы с системой используйте клавишу **F1** или нажав на значок (рис. 7.6.4):



Рис. 7.6.4. Значок интерактивной справки

Перед началом работы рекомендуем вам ознакомиться с документом: [Стратегия обследования энергетических объектов предприятия](#).

Вы можете увеличить количество информации, помещающейся в окнах системы (рис. 7.6.5), нажимая кнопку «Развернуть» в заголовках окон.



Рис. 7.6.5. Кнопки управления размером окна системы

6.3.1. Окно приветствия

В данном окне (рис. 7.6.6) вам предоставляется возможность начать ввод данных «с нуля», либо загрузить ранее сохраненные на этапе «отбор объектов» исходные данные и продолжить их обработку.

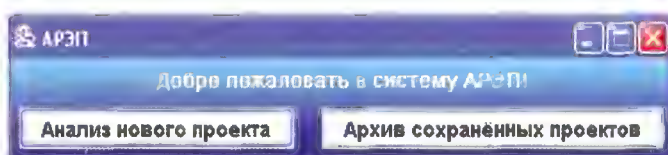


Рис. 7.6.6. Окно приветствия

6.3.2. Ввод числа элементов декомпозиции

В данном окне (рис. 7.6.7) необходимо ввести количество элементов, полученных в результате декомпозиции.

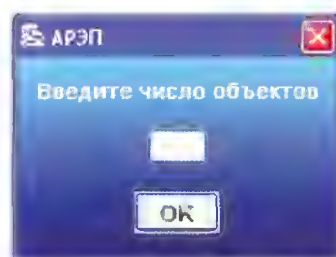


Рис. 7.6.7. Окно ввода числа элементов декомпозиции

См. [Стратегия обследования энергетических объектов предприятия](#).

6.3.3. Ввод первичных данных об объектах

Нажмите кнопку с надписью «Выберите отрасль» (рис. 7.6.8).

В появившемся дереве отраслей выберите ту отрасль, которая наиболее точно отражает сферу де-

Объект	Значение	Единица измерения	Тип
Калорифер	4.0	Гкал	Электропривод и электронагревательные установки
Котельная	18.0	т угля	Котельные
Система освещения	5.0	тыс. кВт·ч	Системы освещения
Технологическая линия	16.0	т мазута	ДРУГОЙ
Система вентиляции	13.0	тыс. м³ природного газа	Системы вентиляции и кондиционирования воздуха

Рис. 7.6.8. Ввод первичных данных об объектах

тельности вашего предприятия. Вы можете выбрать не только конечную отрасль, такую как «Литейное производство», но и более общую, составную отрасль, как, например, «Машиностроение». Если ни одна из отраслей не подходит, выберите «ДРУГАЯ».

Для каждого объекта введите:

- наименование — имя, под которым объект будет зарегистрирован в системе;
- годовое энергопотребление — количество и меру потребления энергии объектом, с помощью кнопок «+» и «-» можно указать несколько энергоносителей для одного объекта;
- нажмите кнопку «Выберите тип объекта» и в появившемся дереве типов выберите тот тип, который наиболее точно отражает суть объекта. Вы

можете выбрать не только конечный тип, такой как «Сетевое хозяйство», но и более общий, составной тип, как, например, «Системы отопления, ГВС и водоснабжения». Если ни один из типов не подходит, выберите «ДРУГОЙ».

Для продолжения работы нажмите кнопку «Далее».

6.3.4. Проверка и корректировка энергетического баланса

На основании введенных вами данных построен энергетический баланс предприятия. Вы можете изменить его, перетаскивая «бегунки» соответствующих объектов (рис. 7.6.9).

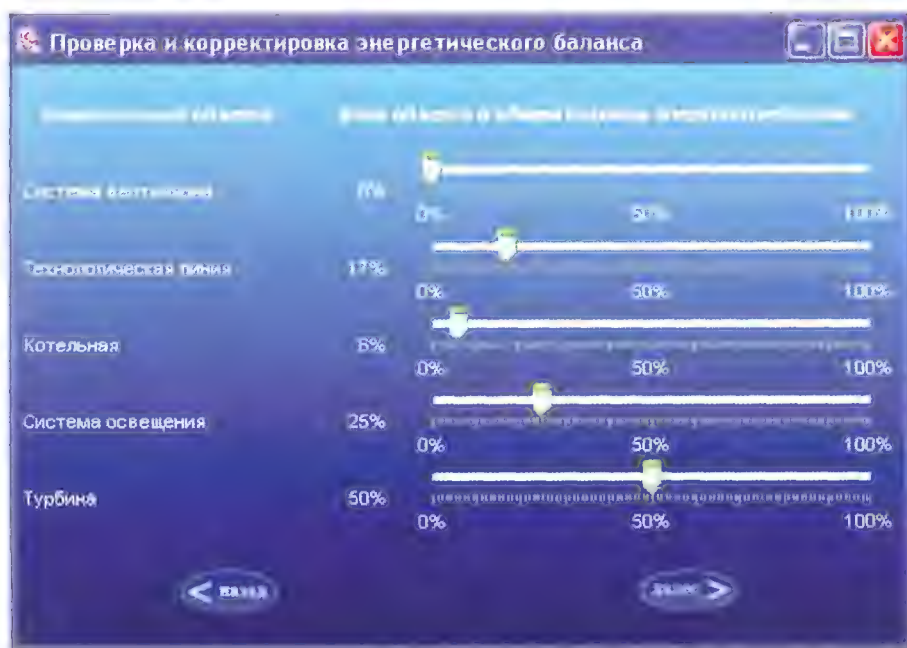


Рис. 7.6.9. Проверка и корректировка энергетического баланса предприятия

Для продолжения работы, нажмите кнопку «Далее».

Если вы обнаружили, что энергетический баланс явно не соответствует действительности, нажмите кнопку «Назад» и исправьте исходные данные.

6.3.5. Оценка текущего состояния объектов

Для каждого объекта вам необходимо заполнить анкеты текущего и возможного состояния. Возможное состояние — потенциал улучшения энергосбережения на объекте.

Все оценки относительны, перемещением «бегунка» вверх или вниз вы отмечаете **примерное** состояние объекта по вашему усмотрению (рис. 7.6.10).

Если вы затрудняетесь с ответом на какой-либо вопрос либо вопрос совершенно не подходит к данному объекту, оставьте соответствующий «бегунок» в его текущем положении.

Перемещение между объектами осуществляется клавишами со стрелками, расположенными в верхней части окна.

После того как вы заполнили анкеты для всех объектов, нажмите клавишу «**Построить приоритетный ряд**» в нижней части окна.

6.3.6. Выбор объектов для анализа

В верхней части окна находится кнопка «**Сохранить в архив**», нажав на которую вы можете записать введенные вами исходные данные в файл для последующего повторного анализа.

Объекты отсортированы по количеству условных баллов, показывающих перспективность внедрения ЭСМ на объекте. Чем больше баллов набрал объект, тем перспективней будет проведение ЭСМ на этом объекте.

Далее система будет работать только с выделенными в данном окне объектами, таким образом, вы

Текущее состояние	Возможное состояние
Новизна объекта	новый → модернизируется устаревший ↳ не модернизируется
Технология изготовления объекта	специальное → несущественном серийное в количестве ↳ существенном
Сырьё для изготовления объекта	местное → родного вида закупаемое ↳ более одного вида
Характер производства	вспомогательное → несущественным основное с влиянием на качество продукции ↳ существенным
Социальные потребности	первой необходимости

Назад Построить приоритетный ряд

Рис. 7.6.10. Оценка состояния объекта

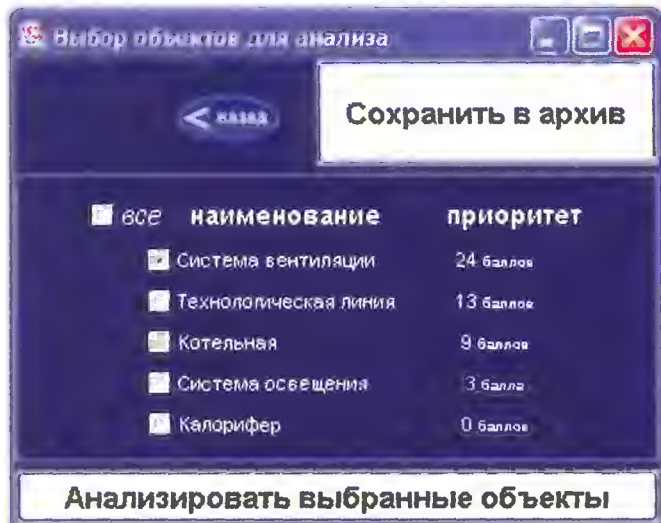


Рис. 7.6.11. Выбор объектов для анализа

можете отбросить малоперспективные объекты.

Для того чтобы быстро выделить или снять выделение со всех объектов, используйте элемент управления «все».

Чтобы начать анализ выбранных объектов, нажмите кнопку «Анализировать выбранные объекты».

6.3.7. Выбор энергосберегающих мероприятий

Предлагаемые ЭСМ подразделены на 3 категории:

1. **Специфические** — мероприятия, специфичные для типа текущего объекта.
2. **Технологические** — мероприятия, реализация которых возможна в отрасли, к которой относится предприятие.

3. **Пользовательские** — база созданных пользователем ЭСМ.

На всех трех вкладках выберите мероприятия, эффективность проведения которых на данном объекте вы желаете оценить (рис. 7.6.12).

Для создания нового ЭСМ в категории «Пользовательские» нажмите кнопку «Добавить ЭСМ», для удаления — выделите ЭСМ и нажмите кнопку «Удалить ЭСМ».

После того как вы сделаете выбор во всех трех категориях, нажмите кнопку «ОК», для ввода параметров выбранных ЭСМ.

6.3.8. Создание пользовательского ЭСМ

Заполните графы «Название» и, по желанию, «Описание экономии». Если вы оставите поле «Описание экономии» пустым, оно будет заполнено автоматически (рис. 7.6.13, рис. 7.6.14).

При необходимости можете добавить или удалить энергоноситель, нажав на соответствующие кнопки (рис. 7.6.15).

Для каждого энергоносителя выберите его тип и введите уровень экономии в процентах.

6.3.9. Ввод констант

Введите ставки налога на прибыль, имущество и коэффициент дисконтирования (рис. 7.6.16).

Нажмите кнопку «ОК» для дальнейшего заполнения параметров ЭСМ.

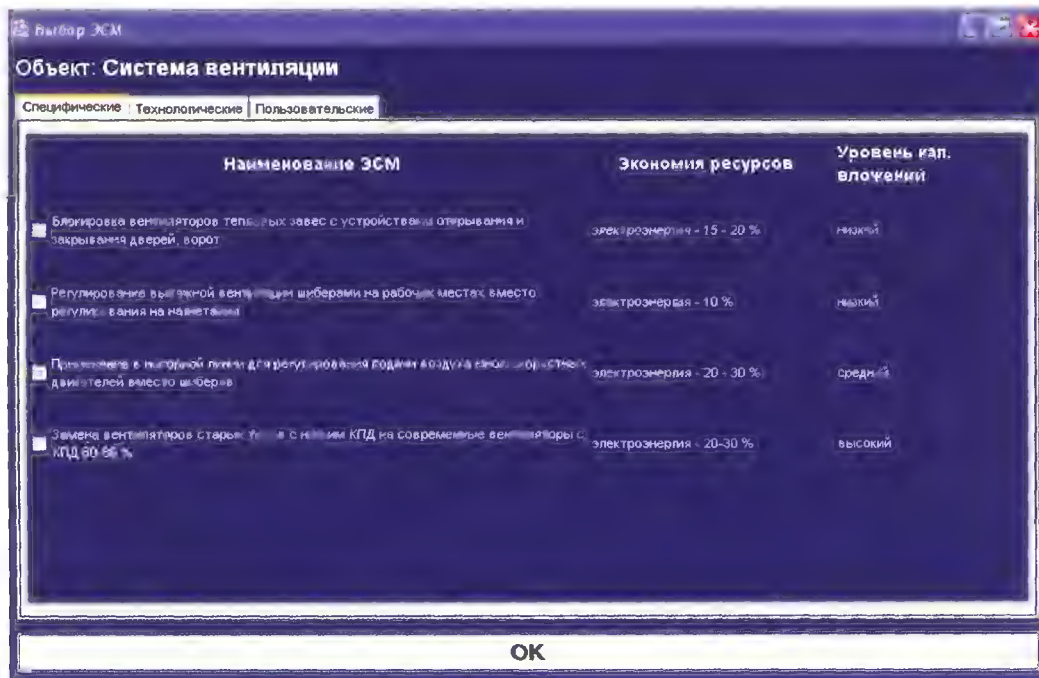


Рис. 7.6.12. Окно выбора ЭСМ

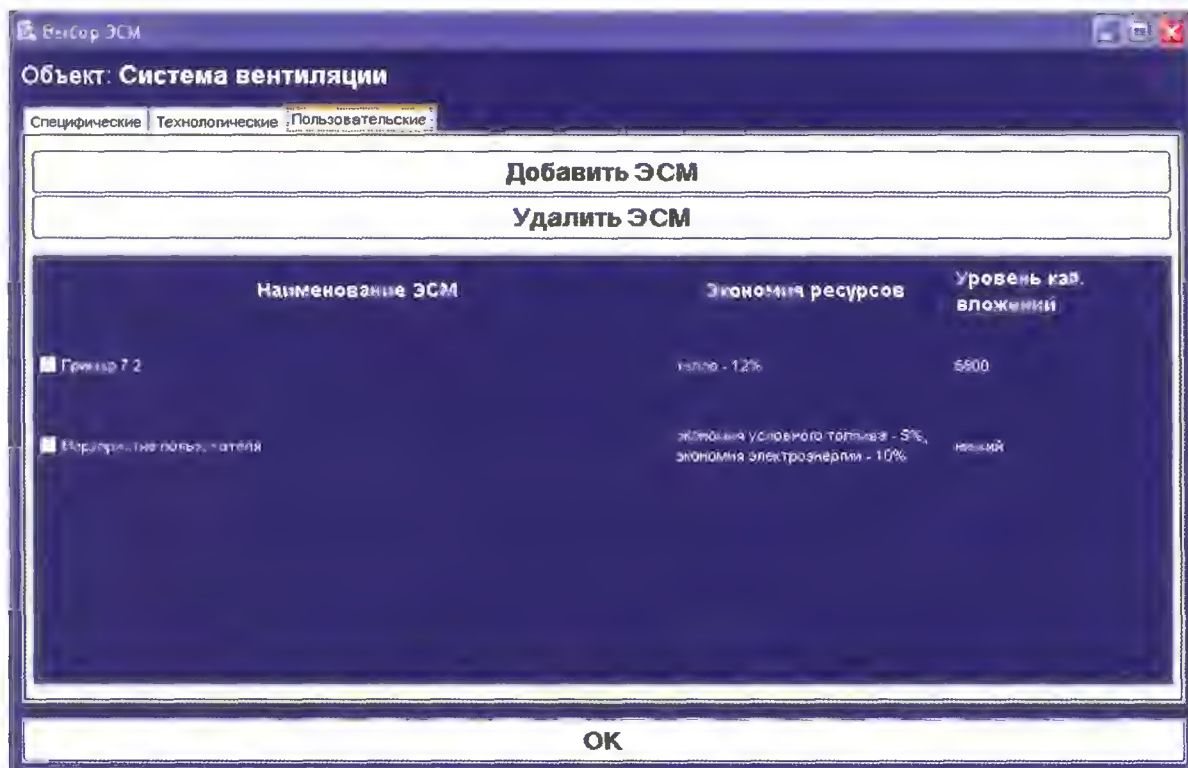


Рис. 7.6.13. Окно создания нового ЭСМ в категории «Пользовательские»

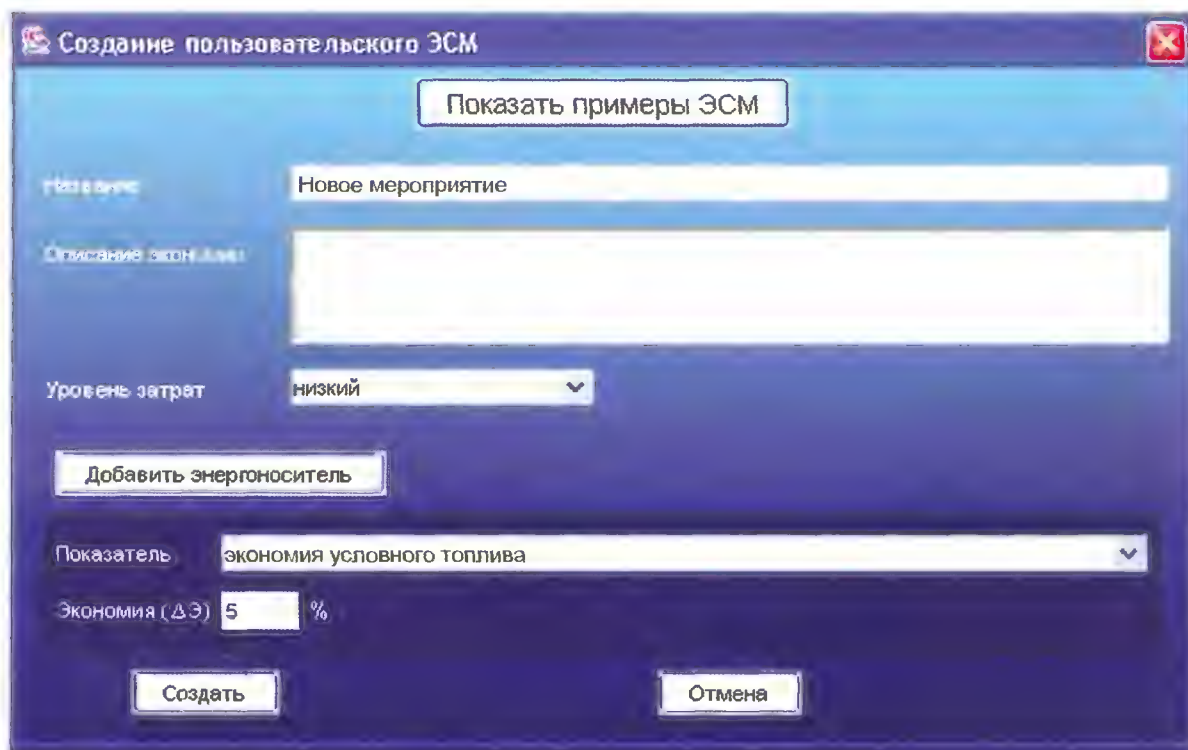


Рис. 7.6.14. Окно создания пользовательского ЭСМ

Вы также можете изменить константы позже, после чего нажмите кнопку «Пересчитать» для применения изменений в расчетах ЭСМ. Учтите, что константы изменят свое значение и для ранее просчитанных ЭСМ.

6.3.10. Ввод характеристик ЭСМ

В окне «Характеристики ЭСМ» (рис. 7.6.17.) введите срок службы ЭСМ, норму затрат на техническое обслуживание и ремонт, коэффициент эксплуатации

Создание пользовательского ЭСМ

Показать примеры ЭСМ

Название: Новое мероприятие

Описание мероприятия:

Уровень затрат: низкий

Добавить энергоноситель

Показатель: экономия условного топлива

Экономия (ΔЭ): 5 % Удалить

Показатель: экономия тепловой энергии

Экономия (ΔЭ): 7 % Удалить

Создать Отмена

Рис. 7.6.15. Создание пользовательского ЭСМ с двумя и более типами энергоносителей

Ввод констант

Ставка налога на прибыль, %	0
Норма дисконта, %	10
Ставка налога на имущество, %	2
Цена 1 т условного топлива, у.е.	0
Цена 1 ГДж, у.е.	0
Цена 1 Гкал, у.е.	0
Цена 1 т угля, у.е.	0
Цена 1 тыс. м³ природного газа, у.е.	0
Цена 1 т мазута, у.е.	0
Цена 1 тыс. кВт·ч, у.е.	0
Цена 1 т нефтяного эквивалента, у.е.	0
Цена 1 тыс. м³ горячей воды, у.е.	0

OK

Ввод констант

Ставка налога на прибыль, %	0
Норма дисконта, %	10
Ставка налога на имущество, %	2
Цена 1 т условного топлива, у.е.	0
Цена 1 ГДж, у.е.	1
Цена 1 Гкал, у.е.	2
Цена 1 т угля, у.е.	3
Цена 1 тыс. м³ природного газа, у.е.	4
Цена 1 т мазута, у.е.	5
Цена 1 тыс. кВт·ч, у.е.	6
Цена 1 т нефтяного эквивалента, у.е.	7
Цена 1 тыс. м³ горячей воды, у.е.	8

Пересчитать →

Рис. 7.6.16. Окно ввода констант для последующего расчета ЭСМ

Характеристики ЭСМ

Объект №1: Система вентиляции

Выбрать другие ЭСМ

ЭСМ: Применение в напорной линии для регулирования подачи воздуха многоскоростных двигателей вместо шиберов
Экономия: электроэнергия - 20 - 30 %

Срок службы, лет: 9

Норма амортизации: 11.11 % 1333.33 у.е. Авторасчёт амортизации

Затраты на ТО и ремонт: 100 % 1200.0 у.е.

Коэффициент эксплуатационной готовности: 1.0

Единица измерения:

Годовое энергопотребление: 5000

Чистый дисконтированный доход, у.е.: 20604

Индекс доходности инвестиций: 2.00

Статический срок окупаемости: 1 год 9 месяцев

Динамический срок окупаемости: 2 года 1 месяц

Внутренняя норма дохода: 51.41%

Показатель энергоэффективности: 5.0

Годовой эффект, у.е.: 3577.73

Накопленный денежный поток

Финансовый профиль

Авторасчёт ДЭ ДЭ по 1 году

показатель / у.е.	год 0	год 1	год 2	год 3	год 4	год 5	год 6	год 7	год 8	год 9
кап. вложения	12 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ДЭ	0	8 000	8 000	8 000	8 000	7 000	6 500	5 500	5 000	4 000
текущие затраты, в т.ч.	0	2 533,33	2 533,33	2 533,33	2 533,33	2 533,33	2 533,33	2 533,33	2 533,33	2 533,33
амортизация	0	1 333,33	1 333,33	1 333,33	1 333,33	1 333,33	1 333,33	1 333,33	1 333,33	1 333,33
затраты на ТО и ТР	0	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200
экономию текущих издержек	0	5 466,67	5 466,67	5 466,67	5 466,67	4 466,67	3 966,67	2 966,67	2 466,67	1 466,67
прирост чистой прибыли	0	5 253,33	5 280,00	5 306,67	5 333,33	4 360,00	3 886,67	2 913,33	2 440,00	1 466,67
годовой инвестиционный доход	0	6 586,67	6 613,33	6 640	6 666,67	5 693,33	5 220	4 246,67	3 773,33	2 800

Комментарий к ДЭ

Промежуточный расчёт Формирование ТЭО >>

Рис. 7.6.17. Ввод и расчет характеристик ЭСМ

онной готовности и текущее количество энергоносителя, потребляемого объектом в год. Если условия данного ЭСМ позволяют, выберите единицу измерения энергоносителя.

Коэффициент эксплуатационной готовности — коэффициент, учитывающий надежность и безотказность оборудования, исходя из потенциального возможного или фактического среднегодового анализа числа отказов и среднего времени ремонтного простоя оборудования.

В таблице доступны для редактирования строки «кап. вложения» и «ДЭ».

Введите объемы капиталовложений в соответствующие годы. Зачастую все капитальные вложения производятся в «нулевом» году, т. е. до начала функционирования ЭСМ.

Если вас не устраивают автоматически рассчитанные значения ДЭ, вы можете ввести их вручную, в этом случае система запросит у вас пояснение о причине ручного ввода значения в графе «Ком-

ментарий к ДЭ». Вы можете ввести значение только в столбце «год 1» и нажать клавишу «ДЭ по 1 году», чтобы скопировать введенное вами значение во все остальные года. Для возврата к автоматическому расчету ДЭ нажмите кнопку «Авторасчет ДЭ».

С помощью кнопок со стрелками вы можете перемещаться между выбранными для данного объекта ЭСМ (рис. 7.6.18, 7.6.19).

Для того чтобы перейти к следующему объекту, нажмите кнопку «Следующий объект». Вы также можете вернуться к предыдущему объекту, нажав на кнопку «Предыдущий объект».

Кнопка «Промежуточный расчёт» позволяет осуществить пробное сравнение эффективности ЭСМ в рамках текущего объекта.

Вам также доступны кнопки построения графиков недисконтированного и дисконтированного денежного потока и дохода, визуально представляющих финансовый профиль проекта.

Смотрите также:

ЭСМ Объект №1: Система вентиляции

Выбрать другие ЭСМ

ЭСМ: Блокировка вентиляторов тепловых завес с устройствами открывания и закрывания дверей, ворот
Экономия: электроэнергия - 15 - 20 %

Срок службы, лет: 7

Норма амортизации: 11.29 % 2007 у.е. Авторасчёт амортизации

Затраты на т/о и ремонт: 11.5 % 140 у.е.

Коэффициент эксплуатационной готовности: 1.0

Единица измерения:

Годовое энергопотребление: 5000

Чистый дисконтированный доход, у.е.: 4006

Индекс доходности инвестиций: 1.29

Статистический срок окупаемости: 3 года 9 месяцев

Динамический срок окупаемости: 5 лет 0 месяцев

Внутренняя норма дохода: 18.23%

Показатель энергоэффективности: 2.63

Годовой эффект, у.е.: 839.19

Накопленный денежный поток

Финансовый профиль

Авторасчёт ДЭ ДЭ по 1 году

показатель / у.е.	год 0	год 1	год 2	год 3	год 4	год 5	год 6	год 7
кап. вложения	14 000	0	0	0	0	0	0	0
ДЭ	0	5 250	5 250	5 250	5 250	5 250	5 250	5 250
текущие затраты, в т.ч.	0	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400
амортизация	0	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
затраты на ТО и ТР	0	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
экономию текущих издержек	0	1 850	1 850	1 850	1 850	1 850	1 850	1 850
прирост чистой прибыли	0	1 610	1 650	1 690	1 730	1 770	1 810	1 850
годовой инвестиционный доход	0	3 610	3 650	3 690	3 730	3 770	3 810	3 850

Комментарий к ДЭ

Предыдущий отчёт Промежуточный расчёт Формирование ТЭО >>

Рис. 7.6.18. Ввод и расчет характеристик второго ЭСМ для объекта № 1

ПОЯСНЕНИЯ К ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИМ РАСЧЕТАМ

ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА.

6.3.11. Промежуточное сравнение ЭСМ в рамках одного объекта

Данное окно (рис. 7.6.20–7.6.23.) позволяет осуществить пробное сравнение эффективности ЭСМ в рамках текущего объекта.

Смотрите также:

ВЫБОР ОСНОВНОГО ОЦЕНОЧНОГО КРИТЕРИЯ ПРИ ПОСТРОЕНИИ ПРИОРИТЕТНОГО РЯДА ЭСМ.

6.3.12. Окончательный выбор применяемых ЭСМ

На основании многофакторного анализа, целей и задач, стоящих перед проектами внедрения ЭСМ и приоритетов в критериях выбора вам предлагается оставить только те ЭСМ, внедрение которых вы считаете целесообразным.

Если какие-либо ЭСМ вам не подходят, снимите с них выделение в столбце «в ТЭО» таблицы (рис. 7.6.24) и они будут исключены из итогового отчета.

Кнопка «**Просмотр отчета**» служит для предварительного просмотра отчета.

Характеристики ЭСМ

Объект №1: Система вентиляции

Выбрать долгий ЭСМ

ЭСМ: Мероприятие пользователя
Экономия условного топлива - 5%, экономия электроэнергии - 10%

Описание ЭСМ

Срок службы, лет: 3

Норма амортизации: 33.33 % 1000 у.е. Авторасчёт амортизации

Запросы на ТО и ремонт: 10.0 % 338.0 у.е.

Коэффициент экологической эффективности: 1.0

Единица измерения: т нефтяного эквивалента

Годовое энергопотребление: 2000

Единица измерения:

Годовое энергопотребление: 3000

Чистый дисконтированный доход, у.е.: 2418

Индекс доходности инвестиций: 1.01

Статистический срок окупаемости: 1 год 4 месяца

Динамический срок окупаемости: 1 год 8 месяцев

Внутренняя норма дохода: 51.73%

Показатель энергоэффективности: 2.5

Годовой эффект, у.е.: 72.19

Накопленный денежный поток

Финансовый профиль

показатель / у.е.	год 0	год 1	год 2	год 3
кап. вложения	3 000	0	0	0
ΔЭ	0	2 500	2 500	2 500
текущие затраты, в т.ч.	0	1 300	1 300	1 300
амортизация	0	1 000	1 000	1 000
затраты на ТО и ТР	0	300	300	300
экономия текущих издержек	0	1 200	1 200	1 200
прирост чистой прибыли	0	1 160	1 180	1 200
годовой инвестиционный доход	0	2 160	2 180	2 200

Комментарий к ΔЭ

Промежуточный расчёт

Формирование ТЭО >>

Рис. 7.6.19. Ввод и расчет характеристик пользовательского ЭСМ для объекта № 1

Кнопка «Создать отчет» позволяет вам сохранить на диске файл с фрагментами технико-экономического обоснования ЭСМ. Данный файл по умолчанию будет создан в папке «Мои документы\Документы АРЭП». Вы можете открыть его редактором Microsoft Word (пункт меню **Файл->Открыть**) либо просмотреть любым Web-браузером, например InterNet Explorer.

Смотрите также:
[ВЫБОР ОСНОВНОГО ОЦЕНОЧНОГО КРИТЕРИЯ ПРИ ПОСТРОЕНИИ ПРИОРИТЕТНОГО РЯДА ЭСМ.](#)
[ПОЯСНЕНИЯ К ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИМ РАСЧЕТАМ.](#)
[ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА.](#)

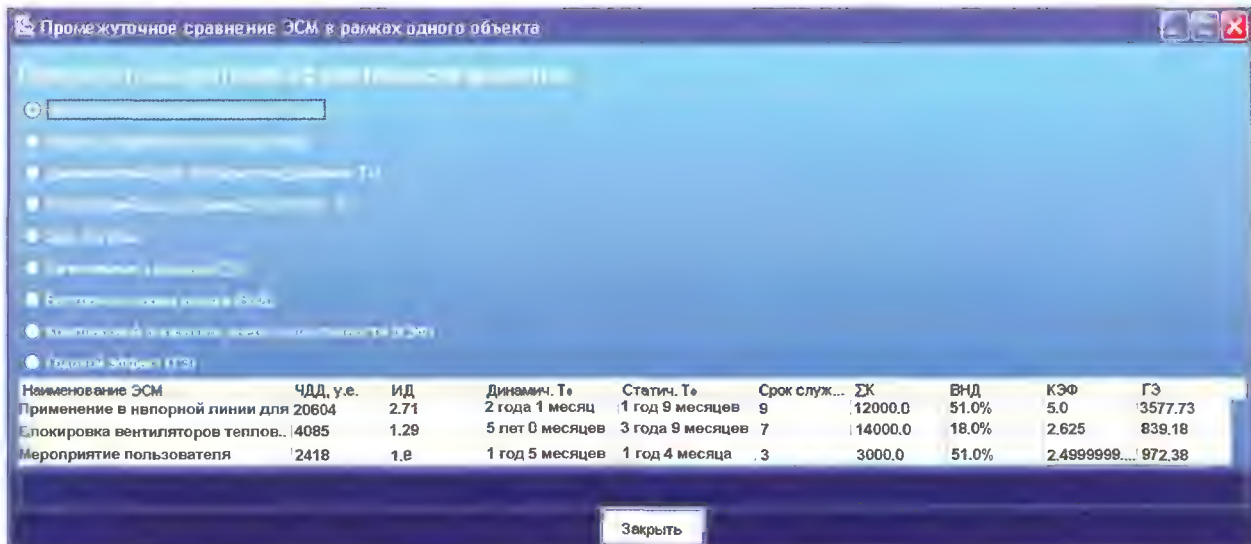


Рис. 7.6.20. Окно промежуточного сравнения ЭСМ в рамках одного объекта

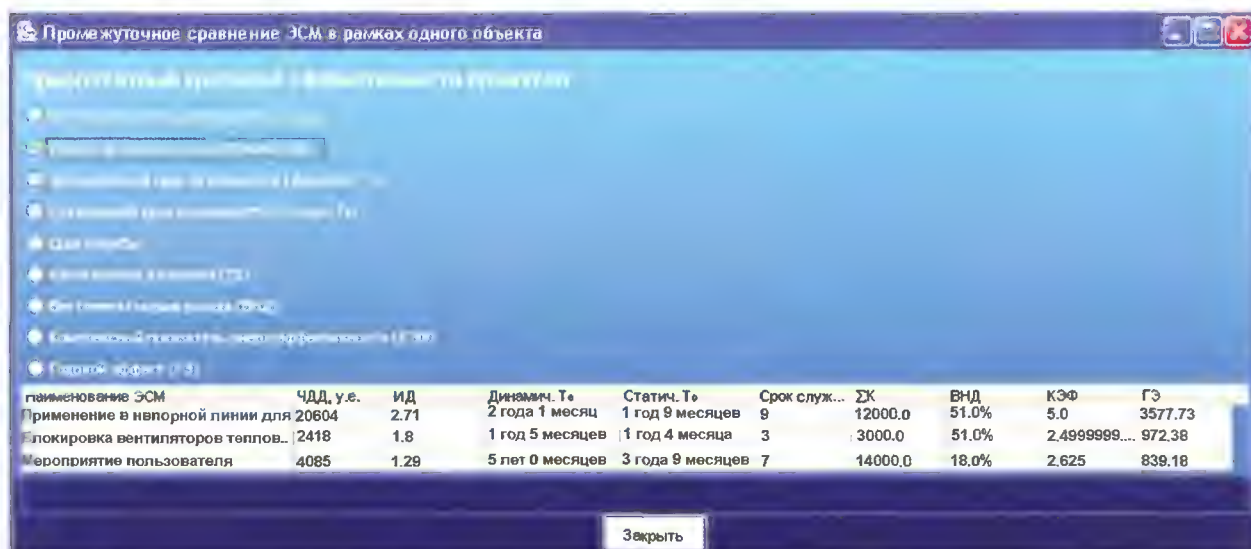


Рис. 7.6.21. Вариант сравнения ЭСМ по индексу доходности инвестиций (ИД)

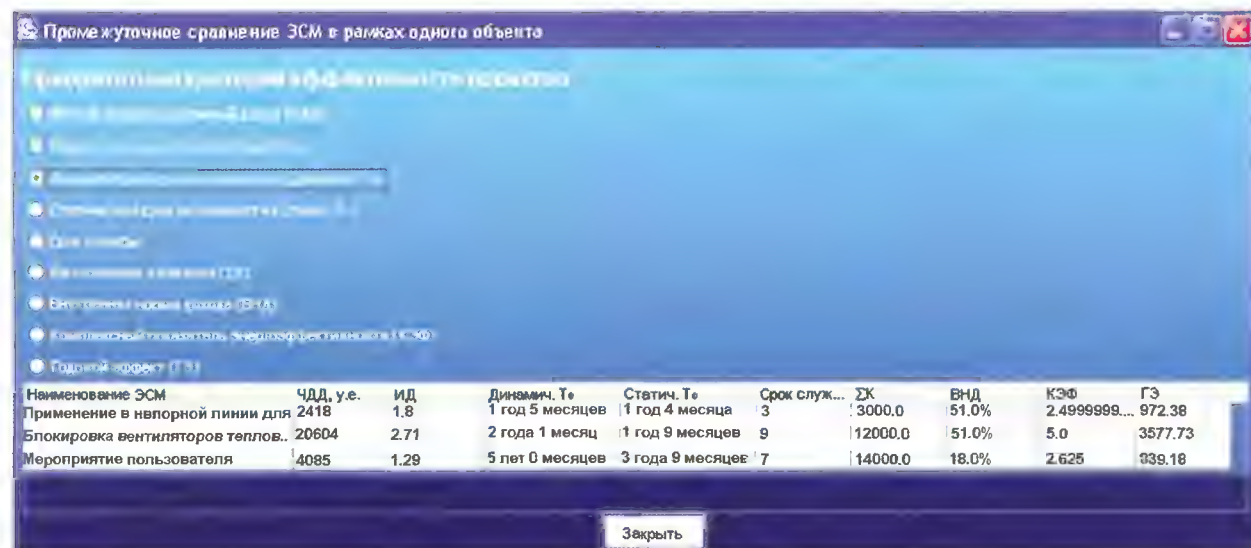


Рис. 7.6.22. Вариант сравнения ЭСМ по динамическому сроку окупаемости (Динамич.То)

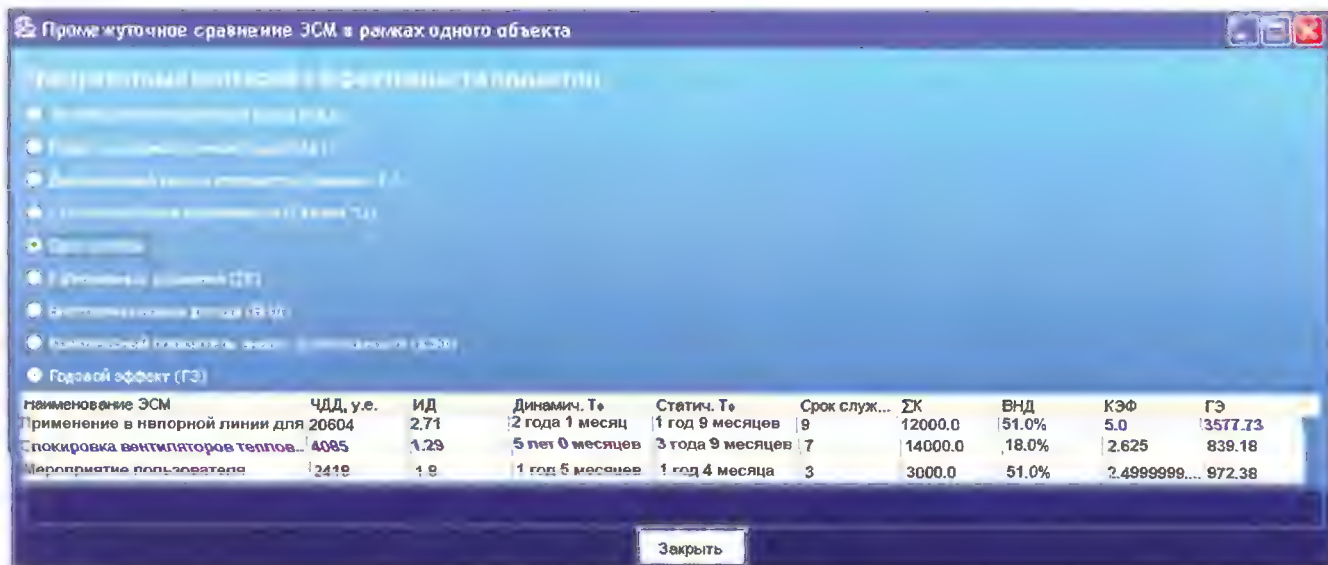


Рис. 7.6.23. Вариант сравнения ЭСМ по сроку службы

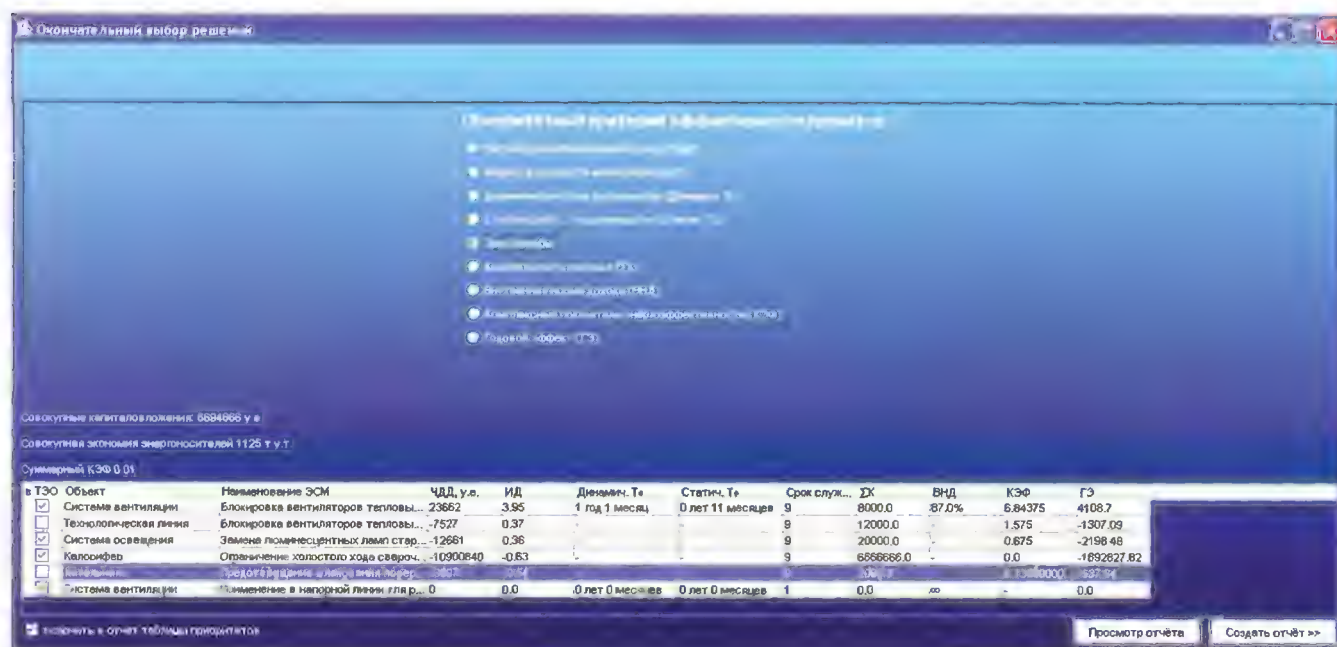


Рис. 7.6.24. Окончательный выбор применяемых ЭСМ

6.3.13. Режим быстрого расчета ЭСМ/оборудования

Режим быстрого расчета ЭСМ/оборудования (рис. 7.6.25) предназначен для чернового расчета эффективности внедрения ЭСМ или замены оборудования без учета специфики предприятия. В данном режиме отсутствуют детали, связанные с энергоносителями, применяется лишь расчет в у.е. Данный режим не может заменить полную функциональность программы, однако может послужить специализированным «калькулятором». Переход в этот режим осуществляется из меню:

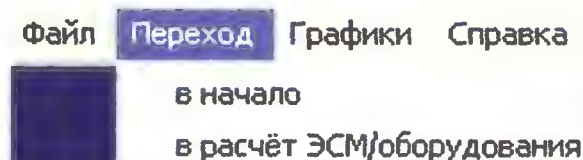


Рис. 7.6.25. Окно перехода в режим быстрого расчета ЭСМ/оборудования

Режим расчёта ЭСМ

Режим расчёта ЭСМ Режим расчёта оборудования

Срок службы, лет: 8

Норма амортизации: 12.5 % 30 % у.е.

Затраты на ТО и ремонт: 7 % 47.5 % у.е.

Коэффициент эксплуатационной готовности: 1.0

Чистый дисконтированный доход, у.е.: 2496.1

Индекс доходности инвестиций: 1.03

Статистический срок окупаемости: 2 года 0 месяцев

Динамический срок окупаемости: 2 года 3 месяцев

Внутренняя норма дохода: 52.45%

Показатель энергоэффективности: 6.46

Годовой эффект, у.е.: 2496.1

Накопленный денежный поток

Финансовый профиль

ΔЭ по 1 году

показатель / у.е.	год 0	год 1	год 2	год 3	год 4	год 5	год 6	год 7	год 8
кап. вложения	6 800	0	0	0	0	0	0	0	0
ΔЭ	0	6 000	6 000	7 200	7 200	6 000	4 800	3 840	2 880
текущие затраты, в т.ч.	0	1 326	1 326	1 326	1 326	1 326	1 326	1 326	1 326
амортизация	0	850	850	850	850	850	850	850	850
затраты на ТО и ТР	0	476	476	476	476	476	476	476	476
экономика текущих издержек	0	4 674	4 674	5 874	5 874	4 674	3 474	2 514	1 554
прирост чистой прибыли	0	2 212,29	2 523,9	3 963,51	4 275,12	3 458,73	2 642,34	2 051,55	1 460,76
годовой инвестиционный доход	0	3 062,29	3 373,9	4 813,51	5 125,12	4 308,73	3 492,34	2 901,55	2 310,76

Рис. 7.6.26. Режим расчета ЭСМ

Режим расчёта оборудования

Режим расчёта ЭСМ Режим расчёта оборудования

Срок службы, лет: 9

Норма амортизации: 11.11 % 19.97.597 % у.е.

Затраты на ТО и ремонт: 7.0 % 1.39.0 % у.е.

Коэффициент эксплуатационной готовности: 1.0

Цена реализации старого оборудования, у.е.: 2000

Время эксплуатации оборудования, лет: 0

Налог на прибыль в базовом варианте, у.е.: 2294.84

Совокупные дисконтированные затраты, у.е.: 43142.2

Совокупные дисконтированные затраты на ю, у.е.: 72912.35

Годовые совокупные дисконтированные затраты, у.е.: 491.24

Налог на прибыль, у.е.: 1434.49

Энергопотребление по 1 году

показатель / у.е.	год 0	год 1	год 2	год 3	год 4	год 5	год 6	год 7	год 8	год 9
кап. вложения	14 280	0	0	0	0	0	0	0	0	0
энергопотребление	0	3 151,7	3 151,7	3 151,7	3 151,7	3 151,7	3 151,7	3 151,7	3 151,7	3 151,7
текущие затраты, в т.ч.	0	2 586,267	2 586,267	2 586,267	2 586,267	2 586,267	2 586,267	2 586,267	2 586,267	2 586,267
амортизация	0	1 586,667	1 586,667	1 586,667	1 586,667	1 586,667	1 586,667	1 586,667	1 586,667	1 586,667
затраты на ТО и ТР	0	999,6	999,6	999,6	999,6	999,6	999,6	999,6	999,6	999,6
годовые текущие издержки	0	5 737,967	5 737,967	5 737,967	5 737,967	5 737,967	5 737,967	5 737,967	5 737,967	5 737,967

Рис. 7.6.27. Режим расчета оборудования

Ввод констант

Вы можете изменить ставки налога на прибыль, имущество и коэффициент дисконтирования (рис. 7.6.16), после чего нажмите кнопку «Пересчитать» для применения изменений в расчетах.

В верхней части окна (рис. 7.6.26, 7.6.27) расположены кнопки переключения режимов: «Режим расчёта ЭСМ» и «Режим расчёта оборудования». Режим сравнения оборудования предназначен для первичного подсчета затрат при замене оборудования. Для расчёта в этом режиме один из вариантов (например,

установленное на данный момент оборудование) принимается за базовый.

Для анализа эффективности проектов II группы (см. Раздел 7, подраздел 1.3.1), внедрение которых приводит к сокращению энергопотребления, используется кнопка «Режим расчета ЭСМ».

Режим расчета ЭСМ

Введите срок службы ЭСМ, норму затрат на техническое обслуживание и ремонт и коэффициент эксплуатационной готовности.

В таблице доступны для редактирования строки «кап. вложения» и « $\Delta\mathcal{E}$ ».

Введите объемы капиталовложений в соответствующие годы. Зачастую все капитальные вложения производятся в «нулевом» году, т. е. до начала функционирования ЭСМ.

Введите значения $\Delta\mathcal{E}$ по годам. вы можете ввести значение только в столбце «год 1» и нажать клавишу « $\Delta\mathcal{E}$ по 1 году», чтобы скопировать введенное вами значение во все остальные года. Для возврата к автоматическому расчету $\Delta\mathcal{E}$ нажмите кнопку «Авторасчет $\Delta\mathcal{E}$ ».

В данном случае программа выполняет расчёт таких критериев эффективности, как чистый дисконтированный доход, индекс доходности проекта, статический и динамический срок окупаемости инвестиций, внутренняя норма дохода, комплексный показатель энергоэффективности проекта, годовой эффект.

Вам также доступны кнопки построения графиков недисконтированного и дисконтированного денежного потока и дохода, визуально представляющих финансовый профиль проекта.

В режиме расчета ЭСМ выполнен анализ эффективности инвестиций в примерах 7.2, 7.3, 7.7 (варианты А и В), 7.8 (варианты А и В).

Для просмотра примеров расчета ЭСМ (из методики приведенной в разделе 7), выполненных с помощью программы АРЭП необходимо из главного окна программы АРЭП с помощью кнопки «Файл» перейти в окно «Режим расчета ЭСМ», после чего повторно нажать на кнопку «Файл» и через опцию «Загрузить расчет ЭСМ/оборудования», перейти в окно «Загрузка данных расчета ЭСМ». В этом окне размещены примеры расчета ЭСМ, выполненных с помощью ПО «АРЭП», нумерация которых соответствует нумерации примеров размещенных в разделе 7 книги «Практическое пособие по выбору и разработке энергосберегающих проектов».

Режим расчета оборудования

Кнопка «Режим расчета оборудования» применяется для анализа эффективности проектов I группы

(см. Раздел 7, подраздел 1.3.1) по критерию «совокупные дисконтированные затраты». Этот режим расчета применяется:

- для выбора наиболее целесообразного варианта технических средств из нескольких возможных альтернатив;
- для оценки целесообразности замены оборудования в случае, когда старое оборудование конкурентоспособно и выпускается промышленностью.

Кроме общих параметров, описанных выше, в этом режиме дополнительно вводятся следующие значения:

- В поле «**Цена реализации старого оборудования**» вводится сумма, за которую можно реализовать заменяемое оборудование после демонтажа.
- В случае если существующее оборудование на момент замены не отработает весь срок эксплуатации, в поле «**Время эксплуатации оборудования**» вводится время эксплуатации оборудования до момента замены.
- Для базового варианта в поле «**Налог на прибыль в базовом варианте**» вводится $\emptyset$, для остальных вариантов значение берется из графы «**Налог на прибыль, у. е.**» базового варианта.

Параметр « $\Delta\mathcal{E}$ » (уменьшение энергопотребления) заменяется на обратную величину «**энергопотребление**».

В результате программа подсчитывает значения различных видов совокупных дисконтированных затрат (см. Раздел 7, пункт 1.3) и налог на прибыль, который из базового варианта переносится в графу «**Налог на прибыль в базовом варианте**» остальных вариантов оборудования.

После принятия решения о замене оборудования можно просчитать остальные показатели эффективности такой замены, для чего необходимо просчитать энергосберегающее мероприятие по замене оборудования в режиме «**Сравнение ЭСМ**». Приняв характеристики одного из вариантов за базовые, необходимо ввести в поля разность между характеристиками сравниваемого и базового оборудования:

- **норма амортизации** = $A_2 - A_1$;
- **затраты на ТО и ремонт** = $P_2 - P_1$;
- **кап. вложения** = $K_2 - K_1$;
- $\Delta\mathcal{E} = \mathcal{E}_2 - \mathcal{E}_1$.

В режиме расчета оборудования выполнен анализ эффективности инвестиций в примерах 7.4, 7.5, 7.6 и 7.9 (варианты А и В).

Приложение 7.1

Дисконтирующий множитель при стандартном инвестировании в конце каждого периода суммы в 1 рубль

Годы	Процентная ставка Е													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	0,990	0,980	0,971	0,962	0,952	0,943	0,935	0,926	0,917	0,909	0,901	0,893	0,885	0,877
2	1,970	1,942	1,913	1,886	1,859	1,833	1,808	1,783	1,759	1,736	1,713	1,690	1,668	1,647
3	2,941	2,884	2,829	2,775	2,723	2,673	2,624	2,577	2,531	2,487	2,444	2,402	2,361	2,322
4	3,902	3,808	3,717	3,360	3,546	3,465	3,387	3,312	3,240	3,170	3,102	3,037	2,975	2,914
5	4,853	4,713	4,580	4,452	4,329	4,212	4,100	3,993	3,890	3,791	3,696	3,605	3,517	3,433
6	5,795	5,601	5,417	5,242	5,076	4,917	4,767	4,623	4,486	4,355	4,231	4,111	3,998	3,889
7	6,728	6,472	6,230	6,002	5,786	5,582	5,389	5,206	5,033	4,868	4,712	4,564	4,423	4,288
8	7,652	7,325	7,020	6,733	6,463	6,210	5,971	5,747	5,535	5,335	5,146	4,968	4,799	4,639
9	8,566	8,162	7,786	7,435	7,108	6,802	6,515	6,247	5,995	5,759	5,537	5,328	5,132	4,946
10	9,471	8,983	8,530	8,111	7,722	7,360	7,024	6,710	6,418	6,145	5,889	5,650	5,426	5,216
11	10,368	9,787	9,253	8,760	8,306	7,887	7,499	7,139	6,805	6,495	6,207	5,938	5,687	5,453
12	11,255	10,575	9,954	9,385	8,863	8,384	7,943	7,536	7,161	6,814	6,492	6,191	5,918	5,660
13	12,134	11,348	10,635	9,986	9,394	8,853	8,358	7,904	7,487	7,103	6,750	6,424	6,122	5,842
14	13,004	12,106	11,296	10,563	9,899	9,295	8,745	8,244	7,786	7,367	6,982	6,628	6,303	6,002
15	13,865	12,849	11,938	11,118	10,380	9,712	9,108	8,559	8,061	7,606	7,191	6,811	6,462	6,142
16	14,718	13,578	12,561	11,652	10,838	10,106	9,447	8,851	8,313	7,824	7,379	6,974	6,604	6,265
17	15,562	14,292	13,166	12,166	11,274	10,477	9,763	9,122	8,544	8,022	7,549	7,120	6,729	6,373
18	16,398	14,992	13,754	12,659	11,690	10,828	10,059	9,372	8,756	8,201	7,702	7,250	6,840	6,467

Продолжение приложения

Годы	Процентная ставка Е													
	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	30	35	40
1	0,870	0,862	0,855	0,848	0,840	0,833	0,826	0,820	0,813	0,807	0,800	0,769	0,741	0,714
2	1,626	1,605	1,585	1,566	1,547	1,528	1,510	1,492	1,474	1,457	1,440	1,361	1,289	1,225
3	2,283	2,246	2,210	2,179	2,140	2,107	2,074	2,042	2,011	1,981	1,952	1,816	1,696	1,589
4	2,855	2,798	2,743	2,690	2,639	2,589	2,540	2,494	2,448	2,404	2,362	2,166	1,997	1,849
5	3,352	3,274	3,159	3,127	3,058	2,991	2,926	2,864	2,804	2,745	2,689	2,436	2,220	2,035
6	3,785	3,685	3,589	3,498	3,410	3,326	3,245	3,168	3,092	3,021	2,951	2,643	2,385	2,168
7	4,160	4,039	3,922	3,812	3,706	3,605	3,508	3,416	3,327	3,242	3,161	2,802	2,508	2,263
8	4,487	4,344	4,207	4,078	3,954	3,837	3,726	3,619	3,518	3,421	3,329	2,925	2,598	2,331
9	4,772	4,607	4,451	4,303	4,163	4,031	3,905	3,786	3,673	3,566	3,463	3,019	2,665	2,379
10	5,019	4,833	4,659	4,494	4,339	4,193	4,054	3,923	3,799	3,682	3,571	3,092	2,715	2,414
11	5,234	5,029	4,836	4,656	4,487	4,327	4,177	4,035	3,902	3,776	3,656	3,147	2,752	2,438
12	5,421	5,197	4,988	4,793	4,611	4,439	4,279	4,127	3,985	3,851	3,725	3,190	2,779	2,456
13	5,583	5,343	5,118	4,910	4,715	4,533	4,362	4,203	4,053	3,912	3,780	3,223	2,799	2,469
14	5,725	5,468	5,229	5,008	4,802	4,611	4,432	4,265	4,108	3,966	3,824	3,249	2,814	2,478
15	5,847	5,576	5,324	5,092	4,876	4,676	4,489	4,315	4,153	4,001	3,859	3,268	2,826	2,484
16	5,954	5,669	5,405	5,162	4,938	4,730	4,536	4,357	4,189	4,033	3,887	3,283	2,834	2,489
17	6,047	5,487	5,475	5,222	4,990	4,775	4,576	4,391	4,219	4,059	3,910	3,295	2,840	2,492
18	6,128	5,818	5,534	5,273	5,033	4,812	4,608	4,419	4,243	4,080	3,928	3,304	2,844	2,494

Годы	Процентная ставка E											
	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100
1	0,690	0,667	0,645	0,625	0,606	0,588	0,571	0,555	0,541	0,526	0,513	0,500
2	1,165	1,111	1,061	1,016	0,973	0,934	0,898	0,864	0,833	0,819	0,776	0,750
3	1,493	1,407	1,330	1,260	1,196	1,138	1,0855	1,096	0,991	0,961	0,911	0,875
4	1,720	1,605	1,503	1,412	1,331	1,258	1,191	1,131	1,076	1,034	0,980	0,938
5	1,876	1,737	1,615	1,508	1,413	1,328	1,252	1,184	1,122	1,072	1,015	0,969
6	1,983	1,824	1,687	1,605	1,492	1,394	1,307	1,213	1,147	1,091	1,034	0,984
7	2,057	1,883	1,734	1,605	1,492	1,394	1,307	1,230	1,161	1,101	1,043	0,992
8	2,109	1,922	1,764	1,628	1,511	1,408	1,318	1,219	1,168	1,106	1,048	0,996
9	2,144	1,948	1,783	1,642	1,522	1,417	1,325	1,244	1,172	1,108	1,050	0,998
10	2,168	1,965	1,796	1,652	1,528	1,422	1,328	1,247	1,174	1,110	1,051	0,999
11	2,185	1,977	1,804	1,657	1,532	1,424	1,331	1,248	1,175	1,110	1,052	0,999
12	2,197	1,985	1,809	1,661	1,535	1,426	1,332	1,249	1,176	1,111	1,052	1,000
13	2,205	1,990	1,812	1,663	1,536	1,427	1,332	1,249	1,176	1,111	1,053	1,000
14	2,210	1,993	1,810	1,664	1,537	1,428	1,333	1,250	1,176	1,111	1,053	1,000
15	2,214	1,995	1,826	1,665	1,538	1,428	1,333	1,250	1,176	1,111	1,053	1,000
16	2,216	1,997	1,817	1,666	1,538	1,428	1,333	1,250	1,176	1,111	1,053	1,000
17	2,218	1,998	1,817	1,666	1,538	1,428	1,333	1,250	1,176	1,111	1,053	1,000
18	2,220	2,000	1,818	1,666	1,538	1,428	1,333	1,250	1,177	1,111	1,053	1,000

Библиографический список к разделу 7

1. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / В. В. Коссов, В.Н. Лифшиц, А. Г. Шахназаров. — М.: «Экономика», 2000.
2. Виленский П. Л., Лившиц В. Н., Смоляк С. А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика. — М., 2002.
3. Богатин Ю. В., Швандар В. А. Инвестиционный анализ. — М.: ЮНИТИ, 2000.
4. Ковалев В. В. Введение в финансовый менеджмент. — М.: Финансы и статистика, 1999.
5. Блех Ю., Гетце У. Инвестиционные расчеты. Модели и методы оценки инвестиционных проектов. Калининград, 1997.
6. Бевзелюк А. А. Пособие инвестора. Оценка эффективности капиталовложений. — Мн., 1992.
7. Ширшова В. В., Мацкевич Л. И., Мороз Ю. Д. Эффективность капиталовложений в условиях рынка. Методы расчета. — Мн.: НИК «Маркетинг», 1994.
8. Покотиллов В. В., Макаревич С. А., Ширшова В. В. Показатели эффективности инвестирования энергосберегающих мероприятий // Шестая научно-практическая конференция «Проблемы строительной теплофизики систем микроклимата и энергосбережения в зданиях». — М.: Рос. акад. архитектуры и строит. наук, НИИСФ, 2001.
9. Организация и финансирование инвестиций. Учебное пособие. — Мн., 2002.

Для заметок

A blank sheet of white paper with horizontal ruling lines. The lines are evenly spaced and extend across the width of the page. The paper is oriented vertically.